

VILSON LUIZ COELHO

**INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
NO DESEMPENHO DE SISTEMAS AÉREOS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FLORIANÓPOLIS
2005**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
NO DESEMPENHO DE SISTEMAS AÉREOS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

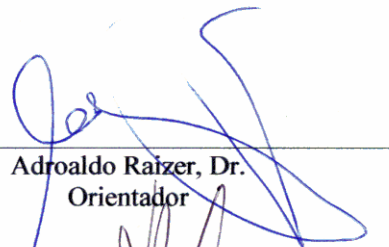
VILSON LUIZ COELHO

Florianópolis, outubro de 2005.

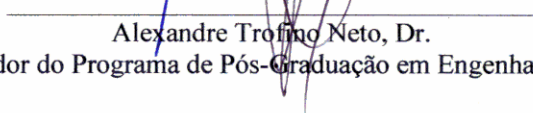
INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO DESEMPENHO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Vilson Luiz Coelho

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Eletromagnetismo e Dispositivos Eletromagnéticos, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

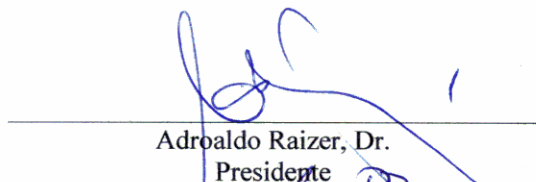


Adroaldo Raizer, Dr.
Orientador

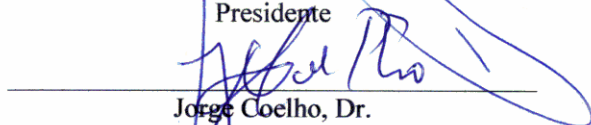


Alexandre Trofino Neto, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

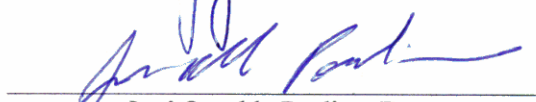
Banca Examinadora:



Adroaldo Raizer, Dr.
Presidente



Jorge Coelho, Dr.



José Osvaldo Paulino, Dr.



Thair Ibrahim A. H. Mustafa, Dr.



Mílvio Rodrigues de Lima, Eng.º

Foi em sua pequena oficina de consertos de rádios e televisores que tomei conhecimento dos efeitos das descargas atmosféricas em sistemas elétricos. Dedico este trabalho a meu pai, Olívio Manoel Coelho, *in memoriam*, um grande engenheiro mesmo sem nunca ter freqüentado uma universidade, a Viviane, filha que herdou o gosto pela pesquisa e a Angélica, companheira de todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Considerando todas as etapas, desde quando iniciei nas primeiras disciplinas até ao final na defesa pública, são muitas as pessoas que colaboraram para o êxito deste trabalho.

Agradeço inicialmente ao meu orientador, Professor Adroaldo Raizer, pois foi devido ao seu convite e incentivo que tive êxito nesta empreitada.

Agradeço também aos professores, João Pedro A. Bastos e Walter Carpes Jr. da pós-graduação da Universidade Federal de Santa Catarina, pelo grande apoio dado em suas disciplinas, afinal foram mais de 20 anos de afastamento dos bancos escolares, e José Osvaldo Saldanha Paulino e Glássio Costa de Miranda, da Universidade Federal de Minas Gerais, pelo excelente material bibliográfico disponibilizado.

Em um trabalho deste tipo, com um razoável número de informações necessário para as análises e conclusões, é normal o envolvimento de muitas pessoas. E neste caso, a equipe de profissionais da CELESC esteve sempre pronta em colaborar, muitas vezes deixando seus próprios afazeres para disponibilizar informações. Agradecendo a colaboração do Engenheiro Milvio Rodrigues de Lima, elo com a CELESC, agradeço todo o seu corpo técnico.

Finalmente agradeço aos colegas do GEMCO, Grupo de Engenharia em Compatibilidade Eletromagnética pelo apoio. A troca de informações e o clima de harmonia entre os membros da equipe sempre foi excelente, facilitando o desenvolvimento das atividades.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO DESEMPENHO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Vilson Luiz Coelho

Outubro/2005

Orientador: Adroaldo Raizer, Dr.

Área de Concentração: Eletromagnetismo e Dispositivos Eletromagnéticos

Palavras-chave: descargas atmosféricas, nível de isolamento, redes de distribuição, sistemas de distribuição, sobre-tensões, melhoria do desempenho da proteção.

Número de Páginas: 93

RESUMO: O Estado de Santa Catarina, com seu clima subtropical, é atingido anualmente por um elevado número de descargas atmosféricas provenientes das inúmeras trovoadas que se formam em seu território. Isto resulta em grandes prejuízos tanto para a CELESC, principal concessionária de energia do Estado como para a sociedade em geral. Este trabalho contempla a fase inicial de um projeto de pesquisa implantado com o objetivo de propor soluções técnicas e econômicas para a redução das interrupções de energia elétrica devido às descargas atmosféricas. Objetivando obter o maior número de informações possíveis para a tomada de decisões de forma regionalizada, optou-se por realizar os seguintes trabalhos: Amplo diagnóstico levantando características tanto do sistema como do ambiente onde o mesmo está inserido; Ensaios de laboratório com o objetivo de avaliar os reais níveis de isolamento das estruturas; Medições em campo que permitiram a confecção de um mapa de resistividades; Levantamento dos principais custos das interrupções que poderão subsidiar decisões técnicas e econômicas; Desenvolvimento de uma planilha de cálculo, a partir de pesquisa bibliográfica, para análise e interpretação de resultados e proposta de soluções. Os resultados mostram que o sistema CELESC de distribuição pode ser dividido em 5 regiões com diferentes tipos de redes e características geográficas. Os índices de interrupção observados mostraram-se muito diferentes dos calculados pelos métodos matemáticos existentes, e fatores tais como religamentos, desligamentos com causa ignorada, fator de blindagem e extinção espontânea de arco, devem ser estudados. Comparando-se dados, com observações em campo e cálculos teóricos conclui-se que grande parte das interrupções do sistema está ocorrendo por ação de descargas diretas na rede sugerindo que a solução do problema vai além do simples aumento do nível de isolamento das Estruturas.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

LIGHTNING PERFORMANCE OF ELECTRIC POWER OVERHEAD DISTRIBUTION SYSTEMS

Vilson Luiz Coelho

October/2005

Advisor: Adroaldo Raizer, Dr.

Area of Concentration: Electromagnetism and Electromagnetic Devices

Keywords: distribution networks, lightning protection, overhead power distribution lines, power system lightning protection, protection performance improvement

Number of Pages: 93.

ABSTRACT: The Santa Catarina State, with its subtropical climate, is reached annually by a great number of atmospheric discharges proceeding from the innumerable thunderstorms in its territory. This kind of phenomena usually causes great damages for the CELESC, main electric energy utility of the State, as for the society in general. This work contemplates the initial phase of a R&D project implanted intending to present technical and economic solutions for the lightning interruptions reduction. Objectifying to get the biggest number of possible information for the decisions process it was opted to develop the following works: Data collecting in the electric system and environment where the same it is inserted. Laboratory tests with the objective to evaluate the real structure insulation levels. Field measurements that allowed the confection of a resistivity map. Survey the interruption costs that will be able to subsidize economic decisions. Development of a calculation program to analyze results and to suggest solutions. The results show that distribution system CELESC can be divided in 5 regions with different kind of lines and geographic characteristics. The interruption rates observed have revealed very different of the calculated ones when using the existing mathematical methods. Subjects such as reclosed faults, faults with ignored cause, shield factor and spontaneous arc-quenching, must be studied. Comparing collected data, with field inspections and theoretical calculations, concluded that great part of the lightning interruptions occurs due to direct strikes on the line indicating that the problem solution goes beyond of a simple structures insulation level increase.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	5
2.1	Definição	5
2.2	Trovoadas	5
2.3	Índice Ceráunico.....	7
2.4	Formação das Cargas nas Nuvens	7
2.5	Formação dos Raios	8
2.6	Classificação das Descargas	8
2.7	Características das Descargas Atmosféricas	10
2.8	Densidade de Descargas	11
2.9	Considerações Finais	13
3	MODELAGEM MATEMÁTICA DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	14
3.1	Introdução.....	14
3.2	Descargas Diretas Sobre as Redes de Distribuição de Energia Elétrica	14
3.2.1	Cálculo da Tensão	14
3.2.2	Distância de Atração.....	14
3.3	Tensões Induzidas por Descargas Próximas a Rede.....	15
3.3.1	Considerações Sobre o Modelo de Rusck	16
3.3.2	Cálculo do Campo Eletromagnético Utilizando o Método do Monopolo... 16	
3.3.3	Cálculo da Tensão Induzida em uma Linha de Transmissão Longa	20
3.3.4	Velocidade da Corrente de Retorno	22
3.4	Considerações Finais	22
4	INTERRUPÇÕES DEVIDO ÀS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	23
4.1	Introdução.....	23
4.2	Interrupções em Redes Aéreas Localizadas em Campo Aberto.....	23
4.2.1	Cálculo da Área Suscetível a Descargas Diretas	24
4.2.2	Cálculo da Área Suscetível a Tensões Induzidas	25
4.2.3	Cálculo das Probabilidades de Ocorrência de Interrupções	26
4.2.4	Simplificações Sugeridas pelo Guia IEEE	28

SUMÁRIO

4.3	Fatores de Influência na Frequência de Interrupções	29
4.3.1	Blindagem Devido à Presença de Obstáculos Próximos às Redes.....	29
4.3.2	Condutor Neutro ou Cabo de Cobertura.....	31
4.3.3	Extinção do Arco.....	32
4.3.4	Pára-Raios.....	32
4.4	Custos das interrupções	32
4.4.1	Principais Custos das Interrupções.....	32
4.4.2	Perda de Faturamento	33
4.4.3	Custo do Atendimento.....	33
4.4.4	Custo Social.....	33
4.5	Cálculo do kWh Interrompido.....	34
4.6	Considerações Finais	35
5	CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CELESC DE DISTRIBUIÇÃO	36
5.1	Introdução.....	36
5.2	Materiais e Equipamentos	38
5.2.1	Transformadores.....	38
5.2.2	Pára-Raios.....	38
5.2.3	Sistema de Aterramento	39
5.2.4	Estruturas.....	40
5.3	Aspectos Geográficos do Estado de Santa Catarina.....	45
5.3.1	Características Gerais	45
5.3.2	Regiões	45
5.3.3	Clima	46
5.3.4	Relevo.....	46
5.3.5	Vegetação	46
5.3.6	Solos	47
5.4	Índice Ceráunico de Santa Catarina	49
5.5	Desempenho do Sistema.....	50
5.5.1	Índices de Continuidade de fornecimento	50

SUMÁRIO

5.5.2	Ocorrências no Sistema de Distribuição CELESC no período 2000/2003 .	52
5.6	Levantamento de Dados em Campo.....	56
6	ANÁLISE DE DADOS E RESULTADOS	61
6.1	Densidade de Descargas em Santa Catarina.....	61
6.2	Resistividade do Solo	62
6.2.1	Metodologia Utilizada	62
6.2.2	Medições de Resistividade	63
6.2.3	Estratificação do Solo.....	63
6.2.4	Resultados.....	64
6.2.5	Mapa de Resistividades	65
6.3	Nível de Isolamento das Estruturas	68
6.3.1	Definição	68
6.3.2	Níveis de Isolamento Típicos	68
6.3.3	Valores de CFO Obtidos em Laboratório.....	69
6.3.4	Níveis de Isolamento das Redes de Distribuição CELESC.....	72
6.4	Perfil do Sistema de Distribuição CELESC	72
6.5	Planilha de Cálculo RMT-1	73
6.6	Efetividade entre Valores Previstos e Observados	74
6.7	Influência das Descargas Diretas.....	75
6.8	Influência do Nível de Isolamento das Estruturas.....	76
6.9	Custos de Interrupção Devido às Descargas Atmosféricas.	76
7	CONCLUSÕES.....	79
7.1	Qualidade dos Dados.....	79
7.2	Diagnóstico do Sistema CELESC de Distribuição.....	79
7.3	Efetividade do Modelo Matemático	79
7.4	Custo das Descargas para o Estado de Santa Catarina	80
7.5	Sugestões para Melhoria do Desempenho do Sistema	80
7.5.1	Padrão de Estruturas	80
7.5.2	Condutor Neutro	81

SUMÁRIO

7.6	Sugestões para Novos Estudos	81
7.6.1	Fator de Blindagem	81
7.6.2	Extinção de Arco devido à Disrupção em isoladores.....	82
7.6.3	Aterramento.....	82
7.6.4	Geral	83
ANEXO 1		85
BIBLIOGRAFIA		91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Duração Equivalente por Consumidor – DEC	2
Figura 2.1 – Trovoada Convectiva	6
Figura 2.2 – Trovoadas Orográficas	6
Figura 2.3 – Índice Ceráunico no Mundo [3]	7
Figura 2.4 - Descarga Negativa Descendente [1]	10
Figura 2.5 - Densidade de Descargas (raios/km ² /ano) [6]	12
Figura 2.6 - Densidade de Descargas no Brasil [1]	13
Figura 3.1 – Modelo Eletrogeométrico	15
Figura 3.2 - Desenho Esquemático do Método do Monopolo	17
Figura 3.3 - Distribuição de Carga e Corrente no Canal de Descarga	19
Figura 3.4 - Dimensões Utilizadas para o Cálculo da Tensão Induzida	20
Figura 4.1 - Regiões Susceptíveis a Desligamentos	24
Figura 4.2 – Probabilidade Acumulada de Correntes de Pico de Descargas	27
Figura 5.1 – Mapa Administrativo CELESC	37
Figura 5.2 - Isoladores para Sistemas de Distribuição	41
Figura 5.3 - Estruturas para Circuitos Trifásicos s/ Cruzetas - Padrão Atual	42
Figura 5.4 - Estruturas CELESC (Padrão anterior a 1998)	43
Figura 5.5 - Estruturas CELESC (Padrão atual)	44
Figura 5.6 – Regiões de Santa Catarina [15]	45
Figura 5.7 – Relevo de Santa Catarina	47
Figura 5.8 – Santa Catarina a Partir do Landsat	47
Figura 5.9 – Mapa de Solos do Estado de Santa Catarina	48
Figura 5.10 – Solos de Santa Catarina (Legenda)	48
Figura 5.11 – Mapa Isoceráunico de Santa Catarina	49
Figura 5.12 – Índice Ceráunico Mensal (% da Média Anual)	50
Figura 5.13 – Principais Causas de Ocorrências (2000/2003)	53
Figura 5.14 – Ocorrências devido à causa 70	55
Figura 5.15 – Ocorrências Causa 70 por 100 km de Rede	55
Figura 5.16 – Rede em Condições Favoráveis a Desligamentos Devido a Causa 62	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.17 – Estrutura com Baixo Nível de Isolamento	59
Figura 5.18 – Estrutura com Erro de Instalação	59
Figura 5.19 – Rede de Distribuição Típica do Estado	60
Figura 5.20 – Rede Trifásica com Blindagem Natural	60
Figura 6.1 – Densidade de Descargas em Santa Catarina	61
Figura 6.2 – Mapa de Resistividades dos Solos de Santa Catarina	67
Figura 6.3 – Montagem Laboratório UFMG	70
Figura 6.4 – Montagem Laboratório FURB	71
Figura 6.5 – Disrupção em Isolador de Porcelana	71
Figura 6.6 – Disrupção em Isolador de Vidro	71
Figura 6.7 – Interrupções Prováveis em Circuitos Com e Sem Blindagem	76
Figura H – RMT1: Entrada de Dados	86
Figura I – RMT1: Avaliação das Interrupções e Custos	86
Figura J – RMT1: Cálculo das Interrupções Prováveis	87
Figura K – RMT1: Cálculos para Montagem Gráfica	87
Figura L – RMT1: Cálculo do Custo de Interrupção	88
Figura M – RMT1: Representação Gráfica do Fator de Blindagem	89
Figura N – RMT1: Cálculo do Fator de Blindagem	89
Figura O – RMT1: Cálculos para Montagem Gráfica do Fator de Blindagem	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros do Raio.....	10
Tabela 4.1 – Custo Social da Interrupção de Energia Elétrica	34
Tabela 5.1 – Características Gerais do Sistema CELESC de Distribuição (Dez/2003).....	37
Tabela 5.2 – Perfil de Consumo (Dez/2003)	38
Tabela 5.3 – Transformadores Instalados no Sistema CELESC (Dez/2003).....	38
Tabela 5.4 – Pára-raios Instalados no Sistema CELESC (Dez/2003)	39
Tabela 5.5 – Códigos CELESC de Causas de Ocorrências.....	52
Tabela 5.6 – Ocorrências no Sistema CELESC de Distribuição (Média 2000/2003).....	52
Tabela 5.7 – Tipos de Estruturas mais Frequentes	57
Tabela 6.1 – Resumo das Estratificações	64
Tabela 6.2 – Classes de Solos.....	64
Tabela 6.3 – Frequência de Valores de Resistividade	65
Tabela 6.4 – Resistividades de Solos de Santa Catarina – Resumo	65
Tabela 6.5 – Características dos Solos de Santa Catarina	66
Tabela 6.6 – Valores Típicos de Níveis de Isolamento	69
Tabela 6.7 – Valores Mínimos de CFO (kV)	70
Tabela 6.8 – CFO de Estruturas Usadas no Sistema de Distribuição CELESC.....	72
Tabela 6.9 – Perfil do Sistema CELESC de Distribuição	73
Tabela 6.10 – Efetividade entre Valores Observados e Calculados.....	74
Tabela 6.11 – DEC/Ocorrências Devido às Causas Ambientais	77

1 INTRODUÇÃO

“Distribuição de energia elétrica precisa melhorar”, este é o título de uma notícia veiculada por órgão de imprensa para divulgar o resultado de uma pesquisa encomendada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, junto a 19.220 consumidores residenciais de todo o Brasil que avaliaram o desempenho de 64 concessionárias de distribuição em fins de 2003.

A principal constatação desta pesquisa, que serve de base para a definição do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), é que os consumidores de energia elétrica estão razoavelmente satisfeitos com o serviço prestado pelas distribuidoras que atuam no mercado brasileiro. No entanto a Agência entende que este serviço deve melhorar, pois comparado com padrões internacionais, o IASC encontra-se num patamar apenas satisfatório.

A principal fonte de insatisfação de consumidores, independente de classe de consumo, é a interrupção no fornecimento de energia e entre as principais causas de interrupção em sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica está a descarga atmosférica. Estudos indicam que no Brasil, as descargas atmosféricas são responsáveis por mais de 30% de todas as interrupções acidentais que ocorrem nos sistemas de distribuição.

Sempre que ocorre uma interrupção, são muitos os transtornos e prejuízos impostos aos consumidores e tanto maiores serão estes, quanto maior for a duração desta interrupção. Indústrias perdem preciosas horas de produção, equipamentos valiosos são submetidos a condições severas devido a sobre-tensões temporárias, comerciantes têm problemas com seus sistemas de segurança, falta de refrigeração provoca perda de produtos perecíveis, sistemas de abastecimento de água são afetados, enfim, são inúmeros os danos impostos aos consumidores.

Quanto à concessionária, além dos custos da perda do faturamento, e do atendimento executado por suas equipes de manutenção, a imagem da empresa e a credibilidade de seu corpo técnico podem ser severamente abaladas dependendo da gravidade das interrupções. No caso específico de interrupções devido à ação de

descargas atmosféricas existe também o custo da indenização sobre avaria de eletrodomésticos que muitas vezes ocorre junto com a interrupção.

Assim, motivadas pela necessidade de melhor atender a seus clientes, melhorar sua imagem e reduzir custos, as concessionárias brasileiras vêm aperfeiçoando ano a ano o seu desempenho, com algumas delas investindo significativamente em pesquisas direcionadas à qualidade da energia fornecida por mais de uma década.

O desenvolvimento do estudo aqui apresentado foi realizado a partir do sistema de distribuição de energia elétrica da CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., principal distribuidora de energia elétrica do Estado de Santa Catarina e que pertence ao grupo de concessionárias com desenvolvimento de pesquisas prioritariamente direcionadas à qualidade do atendimento. Isto deve-se principalmente a preocupação de seu corpo técnico com os índices de continuidade de fornecimento da Empresa, inferiores à média nacional (vide gráfico da figura 1.1), num Estado com qualidade de vida, comércio e produção industrial, muito superiores a média nacional.

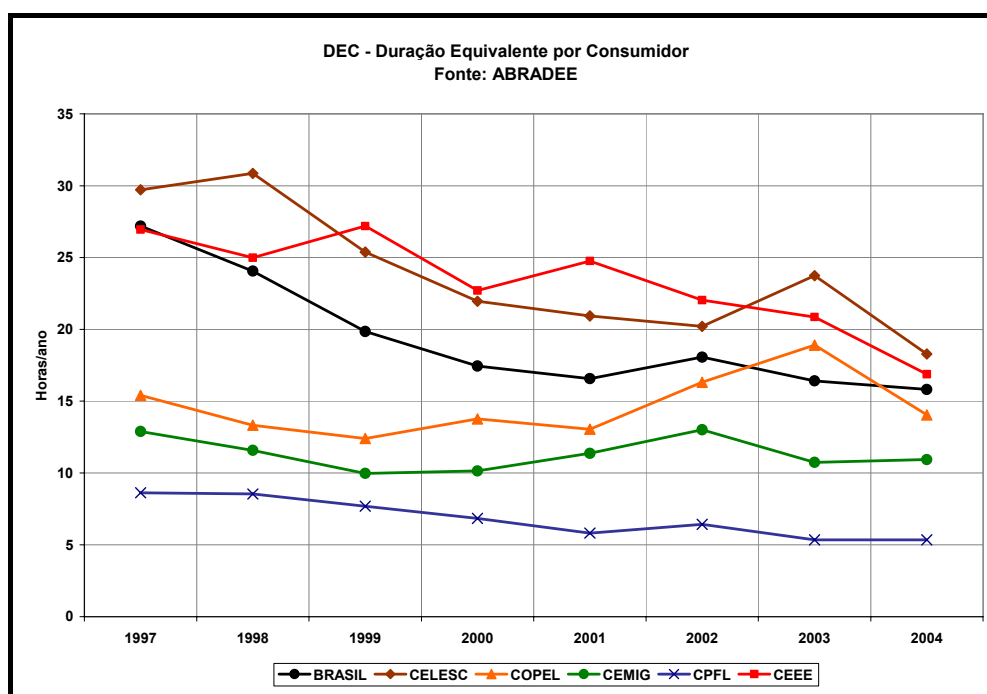


Figura 1.1 – Duração Equivalente por Consumidor – DEC

A CELESC atende a mais de 90% do território do Estado e foi criada em dezembro de 1955, a partir da incorporação de diversas pequenas empresas distribuidoras regionais. Isto resultou num sistema de distribuição não padronizado, já que cada região possuía suas próprias características. Porém, com o passar dos anos a Empresa procurou melhorar as redes existentes, alterando gradativamente partes do sistema chegando a atual configuração com basicamente dois sistemas de distribuição. Um com tensão de distribuição primária nominal em 23,1kV que atende as regiões oeste, meio oeste, planalto e vale do Itajaí e outro com tensão nominal de 13,8kV servindo toda região litorânea. As tensões nominais secundárias são iguais em todas as regiões do Estado, com sistema trifásico 380/220V e sistema monofásico a três fios 440/220V.

Com relação à qualidade da energia distribuída, as diferentes condições físicas e características das redes incorporadas, aliadas às condições ambientais, impuseram ao longo dos anos, elevados índices de DEC (Duração Equivalente das faltas por número de Consumidores) e FEC (Frequência Equivalente das faltas por número de Consumidores).

Até fins da década de 80, a grande maioria dos consumidores catarinenses era formada por proprietários de minifúndios que utilizavam a energia basicamente para fins de iluminação. A partir de então, a industrialização maciça das pequenas propriedades rurais, aliada ao aumento na automação de processos industriais nas grandes cidades, começou a exigir melhores índices de continuidade de fornecimento. Porém, os investimentos anuais em manutenção convencional do sistema, não apresentaram resultados significativos e durante toda a década de 90 o DEC da Empresa oscilou em torno de 28 horas, valor este bastante elevado se comparado a algumas empresas da região sudeste do país, apesar das várias ações efetivadas no sentido de melhorar o desempenho das redes de distribuição, principalmente, frente às ações da natureza. Apenas a partir do ano 2000, algumas destas ações passaram a surtir efeito nos índices, conforme mostra a figura 1.1, em consequência principalmente do volume de mudanças necessário e que foi ocorrendo gradativamente. Porém, no conjunto os resultados não atenderam as expectativas da Empresa, gerando assim a necessidade de implantação de projetos de pesquisa direcionados ao desempenho das redes de distribuição.

No capítulo 5, que trata das características do Sistema CELESC de Distribuição de Energia Elétrica, é possível observar que as principais causas, tanto de avarias de equipamentos como de desligamentos acidentais do sistema de distribuição de energia elétrica, são oriundas de ações da natureza. Entre estas, a principal continua sendo *Descarga Atmosférica*, onde são classificados todos os desligamentos do sistema e/ou avarias de equipamentos provocados por sobretensões devido a descargas atmosféricas que atingem diretamente a rede de distribuição, ou induzidas por descargas atmosféricas que ocorrem próximas a esta.

O Estado de Santa Catarina, com seu clima subtropical, é atingido anualmente por um elevado número de descargas atmosféricas provenientes das inúmeras trovoadas que se formam em seu território. Contribuem para esta realidade as características geográficas do Estado. A Serra Geral em alguns pontos e a Serra do Mar em outros, aproximam-se demasiadamente do litoral criando durante o verão as trovoadas orográficas. Nas regiões do planalto e oeste são freqüentes, durante a primavera e o verão, as trovoadas convectivas e as frentes frias vindas da Patagônia Argentina.

Nos próximos capítulos deste trabalho serão apresentados estudos e levantamento de dados de forma a criar subsídios para o desenvolvimento de ações que possam reduzir os efeitos das Descargas Atmosféricas sobre as redes aéreas de distribuição e desta forma contribuir para a melhoria do desempenho geral do Sistema CELESC.

Resultantes de uma pesquisa bibliográfica, os capítulos 2 e 3 apresentam as principais características das descargas atmosféricas e como interpretar suas ações nas redes de distribuição de energia. No capítulo 4, desenvolve-se uma metodologia para quantificar as interrupções de fornecimento provocadas por descargas atmosféricas e seus respectivos custos os quais podem ser importante fator de decisão na elaboração e/ou implantação de projetos de redes. No capítulo 5 está um diagnóstico do sistema CELESC de distribuição onde são avaliadas suas características físicas, aspectos geográficos do ambiente onde está inserido e os índices de continuidade de fornecimento de energia. No capítulo 6, efetua-se uma análise dos resultados obtidos nos capítulos anteriores de forma a subsidiar conclusões, recomendações e sugestões descritas no capítulo 7.

2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

2.1 Definição

A ocorrência de uma descarga atmosférica pode ser definida como o rompimento da isolamento em ar entre duas superfícies carregadas eletricamente com polaridades opostas ocasionando o surgimento de uma corrente elétrica muito intensa, o relâmpago ou raio, que ocorre na atmosfera com típica duração de meio segundo e típica trajetória com comprimento de 5 a 10 quilômetros. Este é consequência do rápido movimento de elétrons de um lugar para outro. Os elétrons movem-se tão rapidamente que fazem o ar ao seu redor iluminar-se, resultando em um clarão, e aquecer-se, resultando em um som, o trovão [1].

2.2 Trovoadas

Entre os mais diversos riscos que a atmosfera impõe ao ser humano, estão as descargas atmosféricas provenientes de trovoadas que ocorrem diariamente no globo terrestre. As trovoadas são caracterizadas por relâmpagos e trovões e podem ser definidas como as manifestações finais do desenvolvimento de uma nuvem cúmulo-nimbo. Uma típica nuvem cúmulo-nimbo pode atingir valores de diâmetro e altura de até 20 quilômetros. Cerca de 2000 trovoadas estão ocorrendo simultaneamente a cada momento, significando algo em torno de 16 milhões por ano no planeta, com seus raios colidindo com a terra 100 vezes a cada segundo [1]. As trovoadas ocorrem durante todas as estações nos trópicos e do final do inverno até o outono nas zonas temperadas. Geralmente as trovoadas têm aspectos físicos semelhantes, entretanto diferem em intensidade, grau de desenvolvimento e em condições de tempo associadas. Assim, as trovoadas são classificadas em diversos tipos dentre os quais destacamos as trovoadas convectivas e as orográficas, de maior importância para os objetivos deste estudo.

As *trovoadas convectivas* ocorrem com maior frequência que qualquer outro tipo de trovoada e são caracterizadas pelas suas massas torriiformes, relâmpagos e pancadas que as acompanham. São muito comuns nas zonas temperadas durante os meses de

verão. As nuvens se formam durante a tarde, quando a terra está recebendo a quantidade máxima de aquecimento do sol. Quando o ar está muito instável e contém vapor de água suficiente, as nuvens cúmulos-nimbos podem se transformar em trovoadas. Nas regiões costeiras, as trovoadas convectivas podem se formar sobre a água, quando ocorre o processo inverso, ou seja, durante a noite o ar fresco da terra é deslocado sobre a superfície aquecida da água.

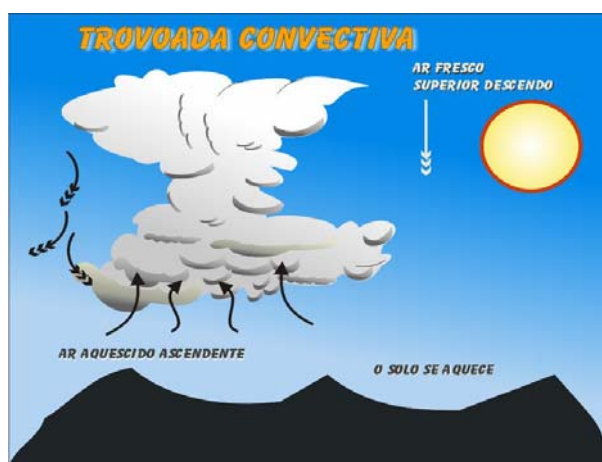


Figura 2.1 – Tornado Convectiva

As *trovoadas orográficas* se formam quando o ar úmido e instável é forçado a ascender terrenos montanhosos. Estas tempestades se desenvolvem rapidamente e podem cobrir extensas áreas. Frequentemente permanecem estacionárias por muitas horas próximas às montanhas ou colinas.



Figura 2.2 – Tornado Orográficas

2.3 Índice Ceráunico

O número de dias com trovoadas durante um ano define o índice ceráunico de uma região. Considerando a grande variação na frequência de valores estes índices geralmente são valores médios obtidos a partir de observações em diversos anos consecutivos. O mapa da figura 2.3 mostra o índice ceráunico em diversas regiões do mundo [3].

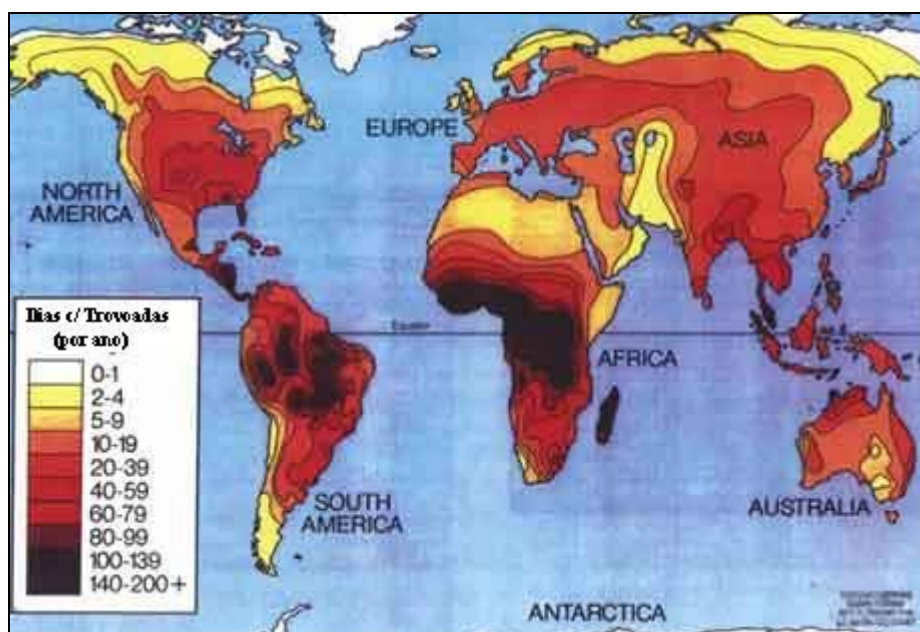


Figura 2.3 – Índice Ceráunico no Mundo [3]

2.4 Formação das Cargas nas Nuvens

Durante trovoadas, surgem as nuvens carregadas eletricamente ocasionando tensões muito elevadas intra-nuvem, entre nuvens ou entre nuvem e solo. Para que isso ocorra, é necessária a separação das cargas positivas e negativas do ar. O conhecimento preciso de como ocorre este fenômeno não é completamente entendido, porém o processo descrito a seguir é, até o momento, tido como o mais provável.

Dentro das tempestades, diferentes partículas de gelo tornam-se carregadas através de colisões. Acredita-se que as partículas pequenas tendem a adquirir carga positiva, enquanto que as maiores adquirem, predominantemente, cargas negativas. Estas partículas tendem a se separar sobre a influência de correntes de ar ascendentes e

descendentes e da gravidade, de tal modo que a parte superior da nuvem adquira carga positiva e a parte inferior carga negativa. [1].

2.5 Formação dos Raios

A separação de cargas produz um elevado campo elétrico tanto dentro da nuvem como entre nuvens e entre a nuvem e o solo e desta forma, grandes centros de carga são desenvolvidos até que o gradiente de potencial exceda a rigidez dielétrica do ar, provocando o movimento de cargas. A rigidez dielétrica do ar é algo em torno de 3 kV/mm para o ar seco, mas pode ser bem menor durante um temporal devido às condições atmosféricas associadas a este. O processo de desenvolvimento de um raio se dá através de um canal ionizado que parte de um centro de carga ramificando-se em direção a outro de sinal contrário em uma série de degraus. Os degraus são retos, porém, a cada novo avanço toma geralmente uma direção diferente podendo interromper no ar, causando o aspecto tortuoso característico das descargas atmosféricas [1].

2.6 Classificação das Descargas

Cerca de 70% das descargas ocorrem dentro da própria nuvem ou entre nuvens. Embora sejam menos numerosas, detêm-se muito mais conhecimento sobre as descargas nuvem-solo, pois são estas que causam perturbações nos sistemas elétricos das concessionárias e representam riscos às pessoas.

De uma maneira geral, as descargas nuvem-solo podem ser classificadas de acordo com a polaridade das cargas elétricas da nuvem, com o sentido de propagação do canal ionizado e com o número de descargas de retorno.

Um relâmpago ou raio pode ser constituído por uma ou várias descargas, chamadas descargas de retorno. No primeiro caso, ele é chamado de *relâmpago simples* e, no segundo, de *relâmpago múltiplo*. Cada descarga de retorno dura algumas centenas de microssegundos e, em relâmpagos múltiplos, o intervalo de tempo entre descargas de retorno consecutivas é tipicamente 40 ms. Quando o intervalo de separação entre as descargas de retorno é próximo de 100 ms, o olho humano consegue identificá-las individualmente.

O pico de corrente de descargas de retorno subseqüentes é normalmente, mas nem sempre, menor do que aquele da primeira descarga de retorno. A corrente de descargas de retorno subseqüentes também leva menos tempo para alcançar seu pico (cerca de 1 μ s) e para decair a metade deste valor (cerca de 20 μ s) do que as primeiras descargas de retorno. Em consequência, os campos induzidos são também usualmente menores em amplitude e tem uma menor duração do que os campos associados às primeiras descargas de retorno.

O número médio de descargas de retorno em um relâmpago nuvem-solo negativo fica entre 3 e 5 e o número máximo já registrado é 42 [1].

Estimativas indicam que 90% das descargas que ocorrem em estruturas com altura inferior a 100 metros são *descendentes*. O elevado campo elétrico na base da nuvem gera um canal ionizado que se ramifica em direção à terra. Com o desenvolvimento do líder descendente, o campo elétrico do solo aumenta de forma que pode haver o surgimento de líderes ascendentes principalmente em locais e/ou objetos salientes. Quando o líder descendente encontra o líder ascendente ou o solo, inicia-se o processo de neutralização das cargas elétricas. As cargas depositadas no canal, bem como aquelas ao redor e no topo do mesmo, movem-se para baixo ao longo do centro do canal em uma região com uns poucos centímetros de diâmetro, produzindo no solo um pico de corrente médio de cerca de 30-40 kA, com variações desde poucos até centenas de kA. Medidas de corrente em torres têm registrado valores máximos de 400 kA.

As *descargas ascendentes* ocorrem em estruturas muito altas, principalmente as localizadas em topos de montanhas e nestes casos, as correntes envolvidas são de pouca intensidade.

Quanto à polaridade as descargas descendentes *negativas* são as mais comuns. No entanto, o pico de corrente médio das descargas de retorno de relâmpagos *positivos* são normalmente maiores do que os correspondentes valores para descargas de retorno de relâmpagos negativos. Desta forma, geralmente os relâmpagos positivos causam maiores danos do que os relâmpagos negativos [1]. Em geral, não existem descargas de retorno subseqüentes em relâmpagos positivos, isto é, eles são relâmpagos simples.

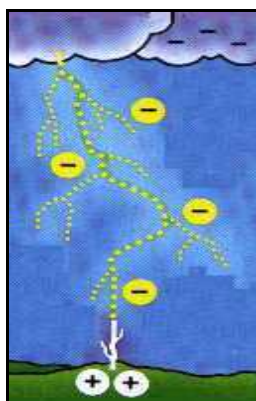


Figura 2.4 - Descarga Negativa Descendente [1]

2.7 Características das Descargas Atmosféricas

As características dos raios são de fundamental importância para o desenvolvimento de projetos de proteção contra as ações das descargas atmosféricas nos sistemas de distribuição. Na tabela 2.1 [4], estão apresentados valores obtidos em medições de parâmetros importantes.

Tabela 2.1 – Parâmetros do Raio

Parâmetros do Raio	Frequência	
	50%	5%
Corrente de Pico, kA		
Raio Negativo,		
Primeira Descarga	32	90
Descarga Subseqüente	12	30
Raio Positivo	35	220
Carga Total, A.s		
Raio Negativo	8	40
Raio Positivo	80	350
Carga Transitória, A.s		
Raio Negativo,		
Primeira Descarga	4	20
Descarga Subseqüente	1	4
Raio Positivo	20	150
Energia Específica, kJ/Ω		
Raio Negativo,		
Primeira Descarga	60	55
Descarga Subseqüente	6	50
Raio Positivo	600	12000
Transitório de Corrente (valores máximos), kA/μs		
Raio Negativo,		
Primeira Descarga	25	70
Descarga Subseqüente	40	150
Raio Positivo	2	30

Com relação à corrente de pico do raio, o *IEEE Std 1410.2004* [5] recomenda o uso da equação 2.1 para se estimar a frequência de ocorrência da mesma.

$$P(I_o \geq I) = \frac{1}{1 + (I/31)^{2,6}} \quad [2.1]$$

Esta equação mostra a probabilidade de uma corrente de pico I_o ser igual ou maior que um dado valor I em kA. Sua aplicabilidade é condicionada a valores de I_o inferiores a 200 kA, e foi obtida a partir da equação 2.2, função densidade de probabilidade para um parâmetro qualquer x .

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\left(\frac{z}{2}\right)} \quad [2.2]$$

Onde:

$$z = \left(\frac{\ln(x/M)}{\beta} \right)^2;$$

M é o valor mediano do parâmetro e

β é desvio padrão logarítmico (base e)

2.8 Densidade de Descargas

Para estudos de proteção contra descargas atmosféricas, mais importante do que conhecer o índice ceráunico é conhecer a densidade de descargas por quilômetro quadrado por ano. Durante as duas últimas décadas, descargas nuvem-solo têm sido detectadas e mapeadas em tempo real em largas regiões por vários sistemas de detecção. Alguns países, como os Estados Unidos, o Japão e o Canadá, estão inteiramente cobertos por tais sistemas. Sobre os Estados Unidos, uma média de 20 a 30 milhões de descargas nuvem-solo, tem sido detectada todo ano, desde 1989, ano em que tais sistemas começaram a cobrir integralmente todo o país. Outros países como o Brasil, estão parcialmente cobertos. Estimativas aproximadas indicam que cerca de 100 milhões de descargas nuvem-solo ocorrem no Brasil todo ano [1]. Algumas concessionárias de energia elétrica do sul do Brasil estão implantando conjuntamente um sistema de detecção, SIDDEM - Sistema Integrado de Detecção de Descargas Atmosféricas e Eventos Críticos, o qual será interligado com outros sistemas já existentes. Isto fará com que grande parte do território brasileiro possa ser monitorada com maior precisão a partir de 2006.

O mapa da figura 2.5 apresenta valores médios de descargas por quilômetro quadrado por ano para todos os continentes [6]. Trata-se de trabalho elaborado pela

NASA – *National Aeronautical and Space Administration*, a partir de informações obtidas através dos satélites *Lightning Imaging Sensor* (LIS) e *Optical Transient Detector* (OTD), e considera a ação global das descargas, ou seja, tanto as descargas nuvem-terra como as intra-nuvens.

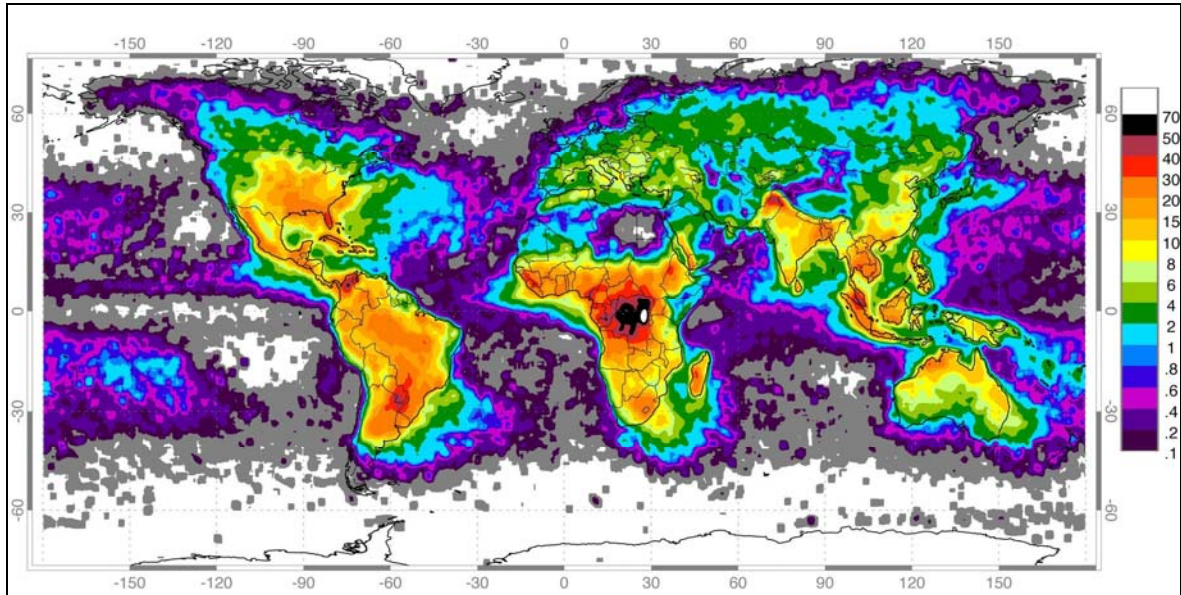


Figura 2.5 - Densidade de Descargas (raios/km²/ano) [6]

Como mencionado anteriormente, para fins deste estudo, são mais importantes as descargas nuvem-solo, porém, pela equação 2.3 é possível correlacioná-las a valores de descargas entre e intra-nuvens:

$$N_c / N_g = 4,16 + 2,16 \cos 3\lambda \quad [2.3]$$

Onde:

N_c = Quantidade de raios entre nuvens;

N_g = Quantidade de raios nuvem-terra;

λ = Latitude do local considerado.

De acordo com o *Std 1410 IEEE* [5] também é possível estimar a densidade de descargas de uma região a partir do índice cerâmico, utilizando-se da equação 2.4.

$$N_g = 0,04 T_d^{1,25} \text{ [raios/km}^2 \text{ / ano]} \quad [2.4]$$

Onde:

T_d é o índice cerâmico da região em questão.

O INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, através do ELAT – Grupo de Eletricidade Atmosférica com informações da Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas (RINDAT), elaborou o mapa brasileiro de densidade de descargas, o qual pode ser observado na figura 2.6 [1]. Neste, os valores indicados na legenda referem-se ao GFD – *Ground Flash Density*, ou densidade de descargas para a terra por quilômetro quadrado por ano.

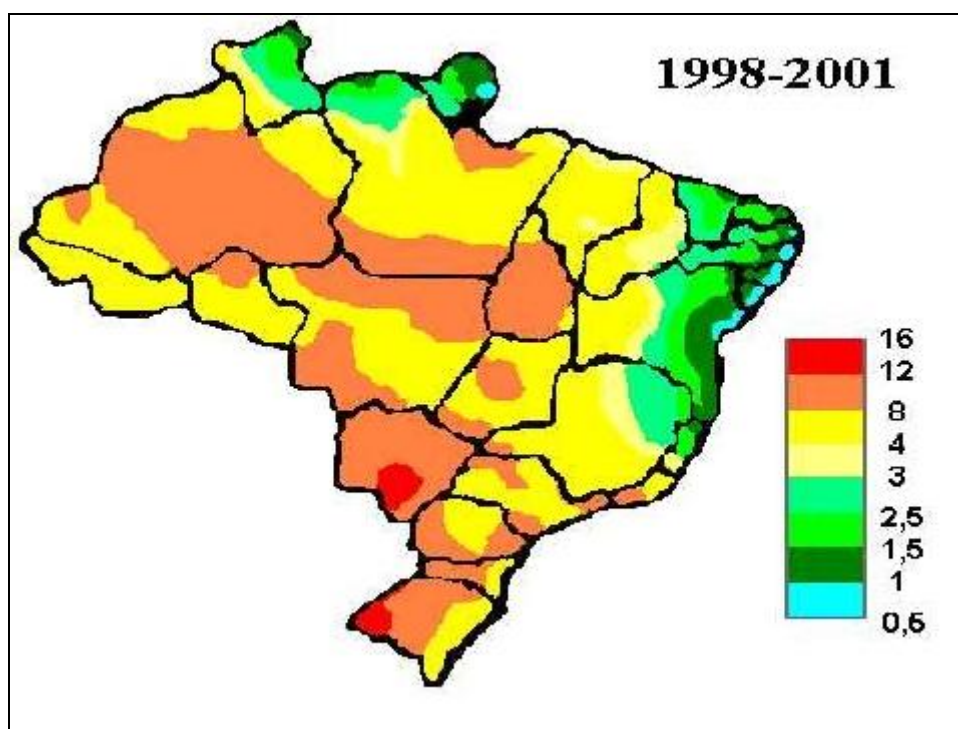


Figura 2.6 - Densidade de Descargas no Brasil [1]

2.9 Considerações Finais

Neste capítulo procurou-se apresentar uma descrição do fenômeno descarga atmosférica, abordando definição, formação, classificação e principais características. Tendo em vista a complexidade e o número de informações necessárias, os modelos matemáticos adequados à análise da ação das descargas sobre as redes e linhas aéreas de distribuição de energia serão apresentados em capítulo específico a seguir.

3 MODELAGEM MATEMÁTICA DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

3.1 Introdução

A ação das descargas atmosféricas em redes aéreas de distribuição de energia vem sendo estudada durante muitos anos. Têm-se registro de estudos realizados na década de 30 [3] e a partir daí muitos outros foram efetivados objetivando a interpretação do fenômeno em redes de média e baixa tensão.

As sobretensões de origem atmosférica que ocorrem em uma rede de distribuição, podem ser provenientes de descargas diretas sobre seus condutores ou induzidas por descargas que atingem o solo em locais próximos a mesma.

O modelo matemático utilizado para interpretar os efeitos de uma descarga direta é relativamente simples, enquanto que os processos envolvendo cálculo de campo e tensão induzida devido a descargas atmosféricas indiretas, além de se apresentarem bastante complexos requerem o uso de técnicas estatísticas, já que o fenômeno é natural e conseqüentemente apresenta comportamento aleatório. Desta forma, todos os modelos desenvolvidos, de acordo com suas particularidades, recorrem a algumas simplificações nos seus desenvolvimentos.

3.2 Descargas Diretas Sobre as Redes de Distribuição de Energia Elétrica

3.2.1 Cálculo da Tensão

Uma descarga direta injeta na rede uma corrente que se divide em duas direções, dando origem a uma tensão igual a:

$$U = \frac{Z \times I}{2} [kV] \quad [3.1]$$

Onde:

Z é a impedância de surto da rede em Ω ;

I é a corrente de pico da descarga em kA.

3.2.2 Distância de Atração

Sabe-se por observação e experiências que um condutor instalado horizontalmente em relação ao solo a uma determinada altura, atrai descargas que eventualmente

cairiam no solo, formando uma espécie de blindagem. A distância de atração exercida por este condutor pode ser determinada usando o modelo eletrogeométrico, o qual é baseado no raio de atração de um objeto, que depende da altura do mesmo e da amplitude da corrente da descarga.

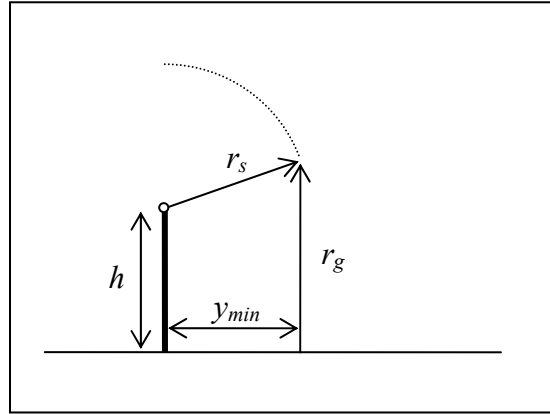


Figura 3.1 – Modelo Eletrogeométrico

$$r_s = 10I_o^{0,65} \text{ [m]} \quad [3.2]$$

$$r_g = 0,9r_s \text{ [m]} \quad [3.3]$$

$$y_{\min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \text{ [m]} \quad [3.4]$$

Onde

I_o é a amplitude da corrente da descarga em [kA];

r_s é o raio de atração do condutor;

y_{\min} é a distância mínima a partir da qual uma descarga deixa de atingir o condutor.

Assim, pela figura 3.1, é possível observar que toda descarga, que inicialmente incidiria num ponto localizado a uma distância igual ou menor do que y_{\min} , irá atingir diretamente o condutor e tanto mais descargas irão incidir sobre este quanto maior for a sua altura h .

3.3 Tensões Induzidas por Descargas Próximas a Rede

Apesar de não haver unanimidade quanto à forma mais adequada para os cálculos dos campos e tensão induzidos, percebe-se uma tendência para o uso da metodologia desenvolvida por Rusck [8] em 1957, a qual é apresentada resumidamente a seguir.

3.3.1 Considerações Sobre o Modelo de Rusck

As principais simplificações e ou constatações feitas no desenvolvimento deste modelo são as apresentadas a seguir:

- O tipo mais comum de descarga é a negativa, ou seja, iniciada por um líder negativamente carregado.
- A primeira fase da descarga ocorre com uma velocidade insuficiente para provocar taxas de variação do campo no tempo, de forma a induzir tensões significativas.
- Na fase correspondente à “corrente de retorno”, existe um campo eletromagnético com variação no tempo suficiente para induzir tensões significativas em redes próximas ao ponto de incidência da descarga.
- O modelo considera o canal inicialmente carregado com uma carga negativa distribuída uniformemente, a qual é anulada por uma corrente em forma de degrau positivo.
- O canal de descarga possui ramificações, porém o modelo considera-o retilíneo, vertical, sem ramificações e com diâmetro muito menor que a distância ao ponto de observação.
- O canal comporta-se como uma linha de transmissão ideal;
- A terra onde se inicia a corrente de retorno é considerada um condutor perfeito e o seu efeito, nos campos elétrico e magnético, é levado em conta através do método das imagens.

3.3.2 Cálculo do Campo Eletromagnético Utilizando o Método do Monopolo

A partir do desenvolvimento das equações de Maxwell é possível calcular os campos elétrico e magnético em um ponto P, produzidos pela distribuição de cargas e densidade de corrente de um canal vertical de uma descarga atmosférica.

Segundo Fonseca [9], os procedimentos básicos para este cálculo são:

- Passo 1: Especificar a densidade de corrente \mathbf{J} [A/m^2];
- Passo 2: Obter a densidade de carga através da equação 3.5;

$$\nabla \cdot \mathbf{J} = -\frac{\partial \rho}{\partial t} \quad [3.5]$$

Onde:

\mathbf{J} é a densidade de corrente;

ρ é a densidade volumétrica de carga [C/m^3] e

t é o tempo [s].

- Passo 3: Calcular os potenciais escalar e vetor através de 3.6 e 3.7;

$$\nabla^2 \mathbf{A} - \mu\epsilon \frac{\partial^2 \mathbf{A}}{\partial t^2} = -\mu\mathbf{J} \quad [3.6]$$

$$\nabla^2 V - \mu\epsilon \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} = -\frac{\rho}{\epsilon} \quad [3.7]$$

Onde:

\mathbf{A} : potencial vetor [Wb/m];

V : potencial escalar [V];

μ : permeabilidade magnética [H/m];

ϵ : permissividade elétrica do meio [F/m], que é considerado homogêneo e isotrópico.

- Passo 4: Calcular os Campos Elétrico e Magnético através das equações 3.8 e 3.9.

$$\mathbf{E} = -\nabla V - \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} \quad [3.8]$$

$$\mu\mathbf{H} = \nabla \times \mathbf{A} \quad [3.9]$$

Onde \mathbf{E} e \mathbf{H} são os campos elétrico [V/m] e magnético [A/m] respectivamente.

Para o desenvolvimento das próximas etapas do cálculo será considerado o desenho da figura 3.2 o qual representa o modelo do monopolo e suas simplificações.

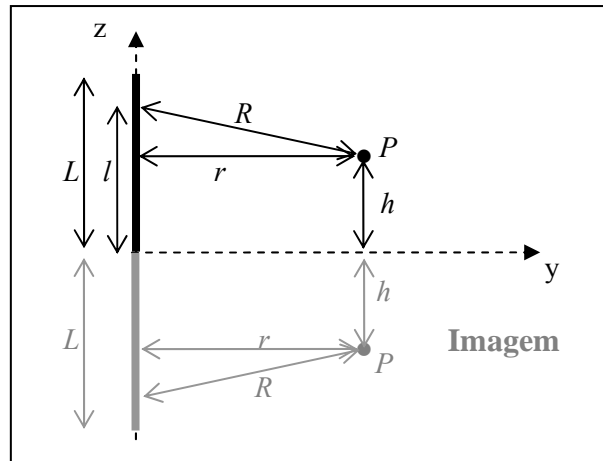


Figura 3.2 - Desenho Esquemático do Método do Monopolo

r = Menor distância entre o canal da descarga e o ponto P onde os valores de campo devem ser calculados;

l = Distância da terra a um ponto qualquer do canal;

L = Comprimento total do canal de descarga;

h = altura do ponto P

$$R = \sqrt{(l-h)^2 + r^2} \quad [3.10]$$

3.3.2.1 Determinação da Densidade de Corrente

A corrente no canal tem as seguintes características:

- Só possui componente na direção z ;
- Restringe-se ao canal e tem a mesma amplitude e forma de onda daquela no nível do solo;
- Uma vez que as dimensões do canal são muito inferiores à distância r , pode-se considerar a corrente como sendo filamental;
- A corrente propaga-se no canal, como em uma linha de transmissão ideal, a uma velocidade v constante, para neutralizar uma carga uniformemente distribuída.

3.3.2.2 Cálculo da Densidade de Carga

Imediatamente antes de ocorrer o processo da descarga de retorno, o canal está carregado com uma carga negativa ρ_o [As/m]. Em seguida, a corrente de retorno, na forma de um degrau com velocidade v constante, propaga-se pelo canal, neutralizando as cargas. A figura 3.3 mostra a distribuição de carga e corrente em duas situações no canal.

Assim, considerando as simplificações e constatações, a partir de 3.5 é possível calcular a densidade de carga imediatamente anterior ao processo da descarga de retorno pela equação 3.11.

$$\rho_o = \frac{I_o}{v} \text{ [As/m]} \quad [3.11]$$

Onde:

I_o é a corrente de pico da descarga [A];

v é a velocidade da corrente de retorno [m/s].

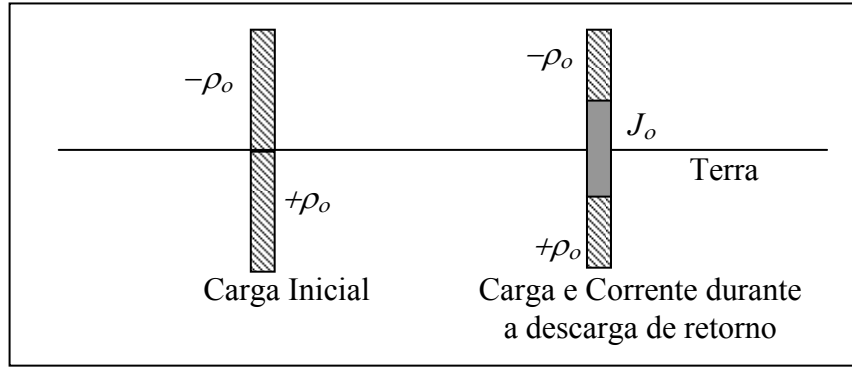


Figura 3.3 - Distribuição de Carga e Corrente no Canal de Descarga

3.3.2.3 Cálculo do Potencial Escalar e Potencial Vetor

Considerando a figura 3.3 e as simplificações previstas pelo método, as soluções para as equações 3.6 e 3.7 podem ser escritas conforme 3.12 e 3.13:

$$V_i = \frac{\rho_o}{4\pi\epsilon_o} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dl}{R} \quad [3.12]$$

$$\mathbf{A}_i = \frac{\mu_o I_o}{4\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dl}{R} \quad [3.13]$$

Onde:

V_i e A_i são os potenciais escalar e vetor, induzidos no ponto P , para $t \geq \frac{r}{c}$;

c = velocidade da luz (3×10^8 m/s);

ρ_o = Densidade linear de carga do canal da descarga [As/m];

I_o = Corrente de pico da descarga.

Estas equações somente são válidas a partir do momento em que o campo tiver alcançado o ponto P , ou seja, para $t \geq \frac{r}{c}$. Antes deste tempo o campo pode ser considerado estacionário e conseqüentemente não induz tensões.

3.3.2.4 Cálculo do Campo Elétrico

Utilizando a equação 3.8 e definindo os limites de integração em função do tempo e do comprimento do canal, Rusck [8] apresenta o campo elétrico através de duas equações:

$$E_r = 30I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{(vt-h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} + \frac{1}{\sqrt{(vt+h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} - \frac{1}{\sqrt{(L-h)^2 + r^2}} - \frac{1}{\sqrt{(L+h)^2 + r^2}} \right] \quad [3.14]$$

$$E_A = -30I_o \frac{v}{c} \left[\frac{1}{\sqrt{(vt-h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} + \frac{1}{\sqrt{(vt+h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} \right] \quad [3.15]$$

Onde:

E_V = Campo elétrico devido ao potencial escalar;

E_A = Campo elétrico devido ao potencial vetor;

Fazendo $h = 0$ em 3.14 e 3.15 obtém-se as duas componentes do campo elétrico ao nível do solo:

$$E_V = 60I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{r^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 \left[(ct)^2 - r^2\right]}} - \frac{1}{\sqrt{L^2 + r^2}} \right] \quad [3.16]$$

$$E_A = -60I_o \frac{v}{c} \left[\frac{1}{\sqrt{r^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 \left[(ct)^2 - r^2\right]}} \right] \quad [3.17]$$

3.3.2.5 Cálculo do Campo Magnético

Substituindo a equação 3.13 em 3.9 obtém-se o campo magnético:

$$H = \frac{I_o}{2\pi r} \frac{\frac{vt}{r}}{\sqrt{1 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 \left[\left(\frac{ct}{r}\right)^2 - 1\right]}} \quad [3.18]$$

3.3.3 Cálculo da Tensão Induzida em uma Linha de Transmissão Longa

No desenvolvimento das equações foi considerado, o canal da descarga localizado no eixo z , a linha paralela ao eixo x , com uma altura h e uma distância y do canal.

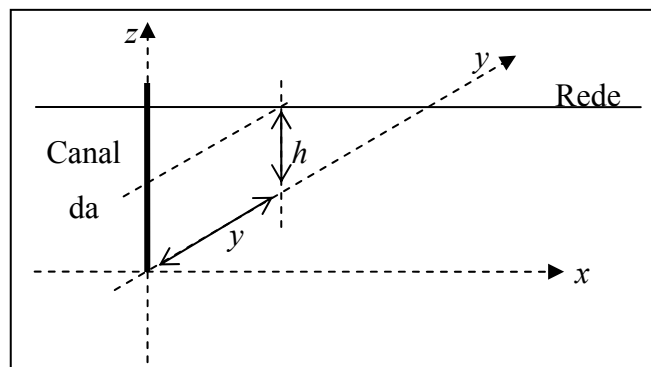


Figura 3.4 - Dimensões Utilizadas para o Cálculo da Tensão Induzida

A tensão induzida em um ponto x da linha, conforme desenho da figura 3.4, é obtida a partir das equações 3.19 a 3.21:

$$U = U_1 + U_2 \quad [3.19]$$

$$U_1 = V_1(+x) + \frac{1}{2}h \frac{\partial A_i}{\partial t} \quad [3.20]$$

$$U_2 = V_1(-x) + \frac{1}{2}h \frac{\partial A_i}{\partial t} \quad [3.21]$$

Onde:

- U é a tensão induzida total em um ponto da linha;
- V_1 é o potencial escalar obtido a partir do campo elétrico E_V e pode ser calculado pela equação 3.22:

$$V_1 = 30I_o h \frac{v}{c} \frac{1}{y^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct - x)^2} \left[\frac{xct - x^2 - y^2}{\left(\left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)(x^2 + y^2)\right)^{1/2}} + ct - x \right] \quad [3.22]$$

- $\frac{\partial A_i}{\partial t} = -E_A$, da equação 3.18.

Substituindo-se 3.17 e 3.22 em 3.20 tem-se:

$$U_1 = 30I_o h \frac{v}{c} \frac{ct - x}{y^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct - x)^2} \left[1 + \frac{x + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct - x)}{\left(\left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)(x^2 + y^2)\right)^{1/2}} \right] \quad [3.23]$$

Para obtenção de U_2 simplesmente substitui-se x por $-x$ em 3.23.

O valor máximo da tensão induzida no ponto mais próximo da descarga (para $x=0$) é dado pela equação 3.24:

$$U_{o \max} = \frac{30I_o h}{y} \left[1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \left(\frac{v}{c} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{c} \right)^2}} \right) \right] \quad [3.24]$$

Onde h é a altura da estrutura e y a distância até o ponto em que ocorreu a descarga.

Para obter o valor da tensão induzida num ponto distante do ponto de ocorrência da descarga, faz-se x tender a ∞ na equação 3.23 e o resultado é:

$$U_{\infty \max} = \frac{30I_o h}{y} \quad [3.25]$$

O valor da tensão induzida por uma descarga, nos terminais de uma rede longa, num ponto distante da ocorrência da descarga pode ser deduzido como sendo:

$$U_{FR} = 2U_{\infty \max} = \frac{60I_o h}{y} \quad [3.26]$$

3.3.4 Velocidade da Corrente de Retorno

Segundo a teoria de Lundholm, a relação entre a velocidade da corrente de retorno e a velocidade da luz (v/c) pode ser obtida através da equação 3.27. Tal teoria é confirmada por Rusck [8], quando resultados teóricos foram comparados com valores obtidos a partir de dados de frequência de ocorrência de correntes de retorno e velocidades de propagação.

$$v/c = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{500}{I_o}}} \quad [3.27]$$

3.4 Considerações Finais

A partir do desenvolvimento matemático apresentado neste capítulo e de informações do capítulo 2, é possível avaliar as interrupções prováveis em uma rede de distribuição. No capítulo 4, estão descritos os procedimentos necessários para a estimativa de interrupções em sistemas de distribuição em função de características construtivas e ambientais.

4 INTERRUPÇÕES DEVIDO ÀS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

4.1 Introdução

As Descargas Atmosféricas podem ocasionar muitas interrupções nos sistemas de distribuição de energia elétrica. O valor elevado da tensão resultante de uma descarga pode provocar disrupção no isolamento da rede ocasionando um curto circuito que, na grande maioria das vezes, irá provocar um desligamento da rede. Este desligamento poderá ser temporário ou permanente, dependendo da intensidade da corrente ou do tipo de proteção utilizado. Em sistemas rurais, com proteção contra sobre-corrente através de chaves fusíveis, os desligamentos permanentes são mais freqüentes. Nos sistemas urbanos onde são utilizados religadores, a proporção de desligamentos temporários e permanentes dependerá do ajuste destes equipamentos.

Ao contrário das linhas de transmissão, que possuem torres de alturas consideráveis e operam com elevados valores de tensão (≥ 138.000 Volts), em redes de distribuição, uma parcela considerável dos casos de rompimento da isolação das estruturas suporte é provocado pelas tensões induzidas por descargas que atingem o solo em locais próximos dos condutores. Em contrapartida, apesar de menos susceptíveis às descargas diretas, as redes de distribuição sofrem desligamentos na grande maioria dos casos em que um de seus condutores é atingido por uma descarga e por este motivo, recomenda-se que estudos técnico-econômicos sobre o efeito destas sejam também considerados nos projetos de redes de distribuição de energia elétrica [5].

Nos próximos itens deste capítulo estão apresentadas metodologias de cálculo que podem ser usadas na previsão de interrupções de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica devido a descargas atmosféricas.

4.2 Interrupções em Redes Aéreas Localizadas em Campo Aberto

Considera-se como rede em campo aberto aquela localizada em região livre da presença de obstáculos tais como árvores, edifícios, montanhas, etc.

A figura 4.1, de acordo com o apresentado no capítulo 3, mostra esquematicamente as regiões próximas a uma rede de distribuição onde a ocorrência de uma descarga atmosférica irá provocar uma interrupção de energia.

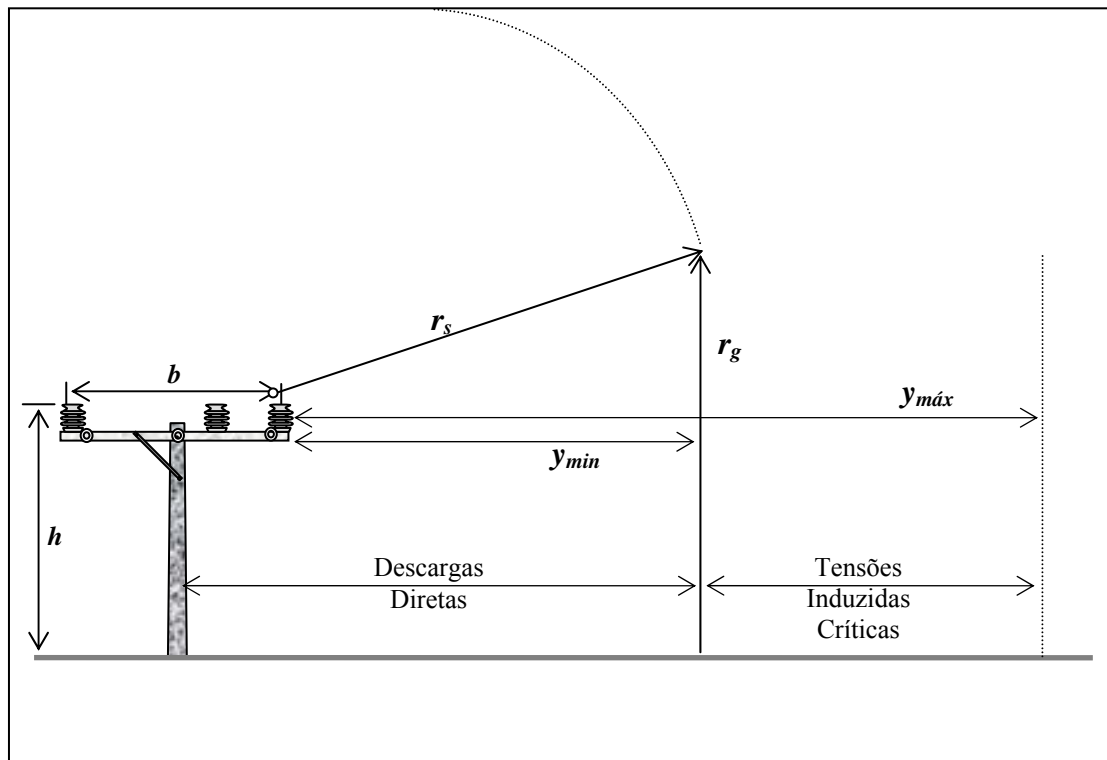


Figura 4.1 - Regiões Suscetíveis a Desligamentos

Para cada lado de uma rede com um determinado comprimento, têm-se duas regiões suscetíveis a desligamentos. Uma definida pela área na qual as descargas incidentes serão atraídas para os condutores da rede e outra onde a ocorrência de descargas resultará em tensões induzidas significativas a ponto de provocar o rompimento do isolamento da rede. Calculando-se estas áreas e conhecido o valor da densidade de descargas (N_g) é possível estimar o número de desligamentos de uma rede aérea de distribuição, provocado por descargas atmosféricas diretas, indiretas ou o total de desligamentos devido à ação de ambas.

4.2.1 Cálculo da Área Suscetível a Descargas Diretas

De acordo com a equação 3.1, percebe-se que na grande maioria dos casos em que uma descarga atingir diretamente os condutores de uma rede de distribuição, haverá

um desligamento no sistema provocado pela sobretensão devido à corrente do raio. Exemplificando, uma pequena descarga de 5 kA atingindo diretamente o condutor de uma rede, provocará neste uma sobretensão em torno de 1000 kV, isto porque as impedâncias de surto de redes de distribuição apresentam valores em torno de 400 ohms. O nível de isolamento de uma rede de distribuição com tensão nominal de 34,5 kV dificilmente ultrapassa 250 kV, o que significa dizer que fatalmente haverá uma disrupção do isolamento da rede, resultando num curto circuito que provavelmente sensibilizará o seu sistema de proteção.

Assim, para se estimar o número de interrupções prováveis em uma rede é necessário inicialmente calcular a área provável susceptível a descargas diretas, o que pode ser feito pela equação 4.1:

$$A_{D(I_o)} = 0,2 \times \left(y_{\min(I_o)} + \frac{b}{2} \right) [\text{km}^2] \quad [4.1]$$

Onde:

$A_{D(I_o)}$ é a área em metros quadrados para cada 100 km de rede;

$y_{\min(I_o)}$ é a distância de atração em metros obtida a partir das equações 3.2 a 3.4, para um determinado valor de I_o e altura de rede h em metros;

b é a largura da estrutura em metros.

4.2.2 Cálculo da Área Susceptível a Tensões Induzidas

Quanto às tensões induzidas, o Guia IEEE 1410[5], considera que ocorrerá disrupção do isolamento da rede e provavelmente desligamento do sistema sempre que:

$$U_{\max} \geq 1,5 \times CFO \quad [4.2]$$

Onde:

U_{\max} é a tensão máxima induzida na rede, em kV, calculada pela equação 3.24;

CFO (*Critical Impulse Flashover Voltage*) corresponde, em kV, ao valor de pico de uma tensão com forma de onda $1,2 \times 50 \mu\text{s}$, que em 50% das aplicações provoca uma disrupção no isolamento da estrutura. A CFO também pode ser referida como $U_{50\%}$ e é utilizada para determinar o nível de isolamento dos isoladores ou estruturas suporte das redes. Estes valores são obtidos em laboratório de acordo com a norma brasileira NBR6936 [10].

Substituindo-se 4.2 em 3.24 obtém-se:

$$y_{m\acute{a}x} = \frac{30I_o h}{1,5 \times CFO} \left[1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \left(\frac{v}{c} \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{c} \right)^2}} \right) \right] \quad [4.3]$$

Onde:

$y_{m\acute{a}x}$ representa a distância da rede ao ponto mais distante no qual a ocorrência de uma descarga provavelmente irá provocar uma interrupção de energia.

Procedendo da mesma forma que em 4.2.1, pode-se chegar à equação 4.4 que calcula a área da região susceptível a desligamentos por tensões induzidas para uma rede com altura h , largura b , CFO e corrente de pico da descarga I_o conhecidos:

$$A_{I(I_o)} = 0,2 \times \left(y_{m\acute{a}x(I_o)} - \left(y_{min(I_o)} + \frac{b}{2} \right) \right) \text{ km}^2 \quad [4.4]$$

Para redes com valores elevados de CFO , $y_{m\acute{a}x}$ pode ser menor do que y_{min} , conseqüentemente a região crítica no que se refere às tensões induzidas deixa de existir e, neste caso, as interrupções restringem-se às descargas diretas.

4.2.3 Cálculo das Probabilidades de Ocorrência de Interrupções

Uma análise das equações 4.3 e 4.4 indica que os valores envolvidos dependem além das características construtivas das redes, também da intensidade da corrente de pico da descarga. Como mencionado no capítulo 3, a descarga atmosférica tem comportamento aleatório e, desta forma, para o desenvolvimento de equações finais que possibilitem a previsão de desligamentos é necessário a aplicação da teoria das probabilidades.

Na equação 2.2, fazendo-se x igual a I_o e substituindo-se M e β , média e desvio padrão respectivamente, por valores baseados em dados históricos de ocorrência de descargas, é possível obter a probabilidade de ocorrência para cada valor de corrente de pico da descarga. O guia IEEE 1410 [5] em sua tabela 1, indica como valores de M e β típicos 31,1 [kA] e 0,484 respectivamente. Assim, a equação 2.2 pode ser simplificada para:

$$f_{(I_o)} = \frac{1}{1,2132I_o} e^{-\left(\frac{z}{2}\right)} \quad [4.5]$$

Onde:

$$z = \left(\frac{\ln(I_o/31,1)}{0,484} \right)^2$$

A probabilidade da corrente da descarga ser menor ou igual a um determinado valor de corrente pode ser obtida pela equação 4.6.

$$P_{(I_o \leq I)} = \sum_{I_o}^I f(I_o) \quad [4.6]$$

O gráfico da figura 4.2 mostra o comportamento da função $P_{(I_o \leq I)}$. Percebe-se que a probabilidade de ocorrência de descargas com correntes inferiores a 10 kA é menor do que 1%. Em contrapartida, descargas com correntes acima de 100 kA também são raras, ou seja, menos de 1% das correntes de pico das descargas atingem valores superiores a 100 kA. A probabilidade de ocorrer uma descarga com corrente de pico superior a 200 kA é praticamente nula.

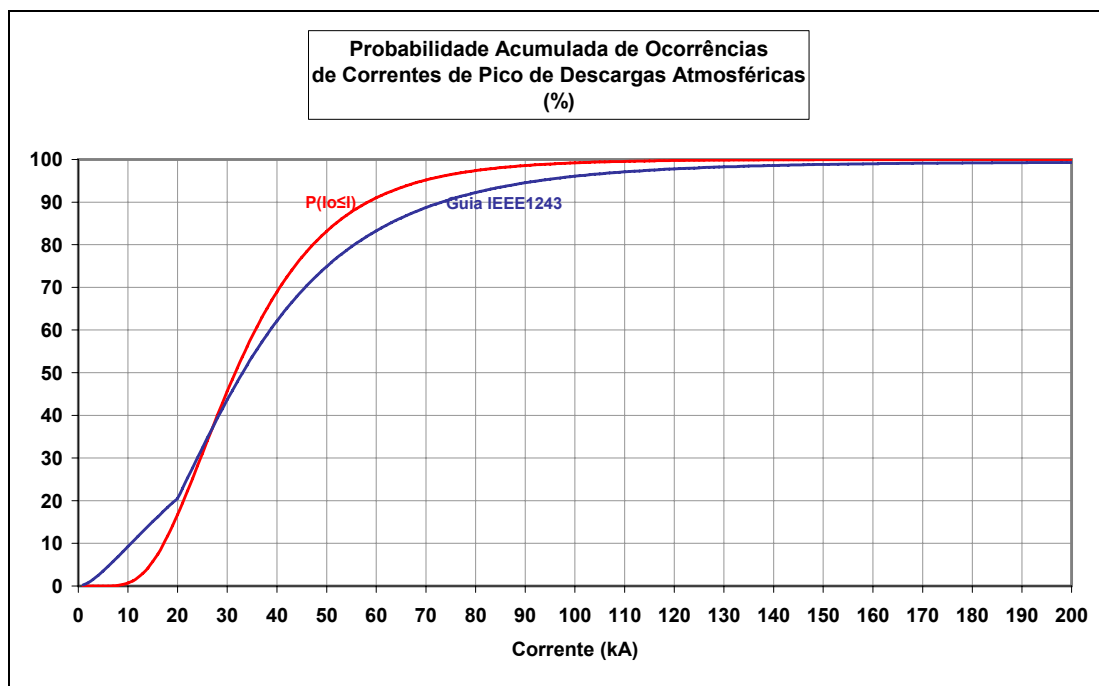


Figura 4.2 – Probabilidade Acumulada de Correntes de Pico de Descargas

É importante mencionar que o Guia IEEE 1243 [11] sugere a utilização de outros valores de M e β conforme a seguir:

Para $I \leq 20$ kA; $M = 61,1$ kA e $\beta = 1,33$;

Para $I > 20$ kA; $M = 33,3$ kA e $\beta = 0,605$.

A curva em azul refere-se ao cálculo da probabilidade usando estes parâmetros.

Utilizando-se então da equação 4.5 é possível chegar a equações finais para estimativa de desligamentos em redes aéreas de distribuição de energia. Fazendo-se o somatório do produto das áreas para valores possíveis de corrente pela

probabilidade de ocorrência e multiplicando-o pelo valor de densidade de descargas da região em questão, é possível estimar o número de desligamentos prováveis (N) por 100 km de rede.

$$N = \sum_{I=1}^{200} A_{(I)} \times f_{(I)} \times N_g \quad [4.7]$$

Onde:

N_g é a densidade de descargas da região em raios/km²/ano.

$A_{(I)}$ é a área calculada em 4.1.1 ou 4.1.2 em km²

Considerando-se y_{int} como sendo o maior valor entre y_{min} e y_{max} pode-se estimar o número total de interrupções, devido a descargas atmosféricas, em um trecho de 100 km de uma determinada rede aérea de distribuição, pela aplicação da equação 4.8:

$$N = 0,2 \times \left(y_{int(I_o)} + \frac{b}{2} \right) \times f_{(I_o)} \times N_g \quad [4.8]$$

4.2.4 Simplificações Sugeridas pelo Guia IEEE

Para a estimativa do número de descargas diretas sobre uma rede aérea de distribuição em campo aberto, o IEEE *Std* 1410 [5], sugere o uso da equação 4.9:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \quad [4.9]$$

Onde:

h = altura máxima da estrutura (m);

b = largura da estrutura (m);

N_g = Densidade de descargas para a terra (GFD) (raios/km²/ano);

N = Taxa de descargas diretas (raios/100 km de RD/ano).

No cálculo das tensões induzidas o mesmo guia sugere a simplificação da equação 3.24, considerando a velocidade da corrente de retorno como sendo $1,2 \times 10^8$ m/s. Com isto, torna-se desnecessário o uso da equação 3.27 e o cálculo da tensão induzida máxima pode ser feito através da equação 4.10:

$$U_{máx} = 38,8 \frac{I_o h_a}{y} [\text{kV}] \quad [4.10]$$

Onde:

I_o é o valor de pico da corrente da descarga em kA;

h_a é altura média da rede acima do nível do solo em metros;

y é a menor distância entre a rede e o ponto de incidência da descarga em metros.

Conseqüentemente a distância da rede ao ponto crítico pode ser obtida pela equação:

$$V_{max\ IEEE} = 38,8 \frac{I_o h_a}{1,5 \times CFO} [\text{kV}] \quad [4.11]$$

4.3 Fatores de Influência na Frequência de Interrupções

O desenvolvimento apresentado em 4.2 considera uma rede de comprimento infinito ao longo de um solo considerado condutor perfeito e livre de obstáculos que possam interferir na ação das descargas. No entanto, na prática existem fatores que podem influenciar significativamente nos cálculos, conforme será apresentado a seguir.

4.3.1 Blindagem Devido à Presença de Obstáculos Próximos às Redes

Redes de distribuição localizadas em centros urbanos ou em regiões de floresta possuem proteções naturais, tais como árvores e edifícios, formando uma espécie de blindagem que reduz o número de descargas diretas sobre as mesmas. Por outro lado, dependendo do nível de isolamento desta rede e do posicionamento do obstáculo em relação à mesma, o número de interrupções por tensões induzidas pode aumentar significativamente. Para considerar a influência desta blindagem em projetos de redes o IEEE Std 1410 [5], sugere a utilização de um fator de blindagem (Sf), definido como sendo o percentual da rede que recebe proteção contra descargas diretas.

O número de descargas diretas em uma rede com obstáculos próximos é dado pela equação 4.12 [5]:

$$N_s = N(1 - (Sf_{dir} + Sf_{esq})) \quad [4.12]$$

Onde:

Sf_{dir} = fator de blindagem do lado direito da rede (p.u.);

Sf_{esq} = fator de blindagem do lado esquerdo da rede (p.u.).

A soma dos fatores direito e esquerdo deve ser no máximo igual a 1, o que significa proteção total.

O Guia IEEE[5] apresenta o gráfico da figura 4.3 onde é possível avaliar os valores de S_f em função da altura do obstáculo e da distância entre este e uma rede com 10 metros de altura acima do nível do solo.

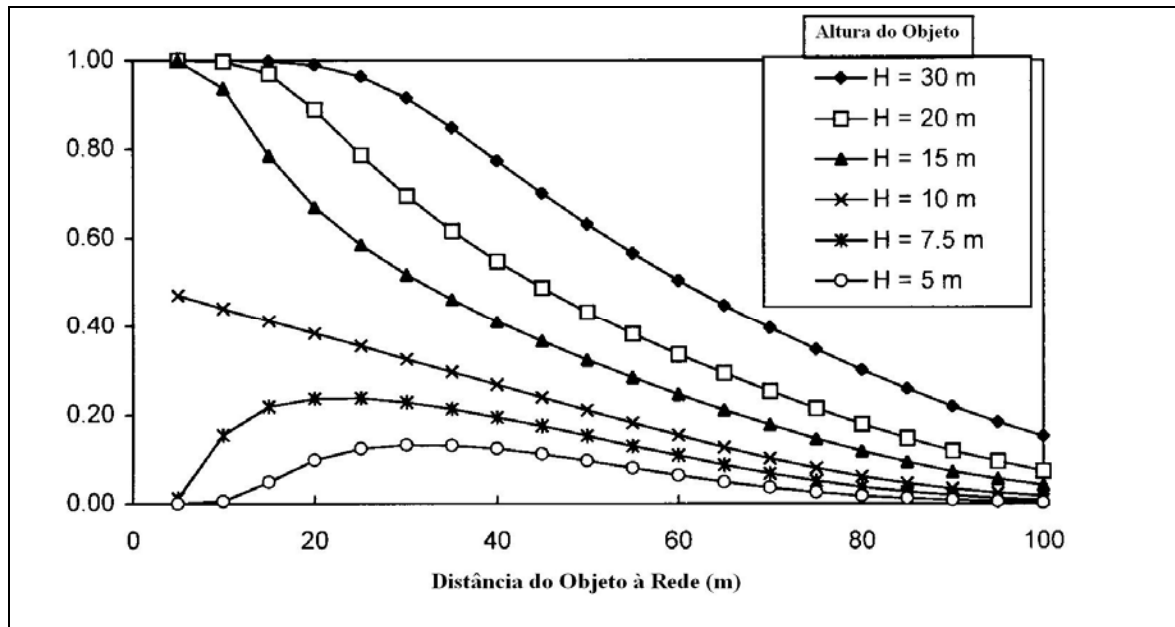


Figura 4.3 – Fator de Blindagem (S_f) para Rede com 10 Metros de Altura [5]

Da mesma forma que em 4.2.1, o uso do modelo eletro-geométrico permite estimar os coeficientes de blindagem para trechos de rede com mesmas características e dimensões. A figura 4.4 apresenta a influência de um objeto com 20 metros de altura, localizado a 50 metros de distância de uma rede com estruturas de 10 metros, durante uma descarga com 20 kA. Nesta, Y_{RD} e Y_O representam a distância de atração da rede (45,77 m) e do obstáculo (105,29m) respectivamente, para cada lado. A distância de atração total desta rede sem a presença do obstáculo é obtida por:

$$2 \times y_{min} = 2 \times Y_{RD} = 2 \times 45,77 = 91,54 \text{ [m]}$$

Percebe-se, no entanto que o arco formado pelo raio de atração do obstáculo R_O intercepta o arco formado por R_{RD} no ponto S , restringindo a área de atração da mesma. Geometricamente é possível determinar a distância OS , que neste caso especificamente é igual a 12,2 metros, e conseqüentemente, calcular o fator de blindagem que o objeto provoca sobre a rede:

$$Sf(l) = \left(\frac{Y_{RD} - OS}{2 \times Y_{RD}} \right) \quad [4.13]$$

Para $I = 20 \text{ kA}$:

$$Sf_{(20)} = \frac{45,77 - 12,2}{91,54} = 0,3667$$

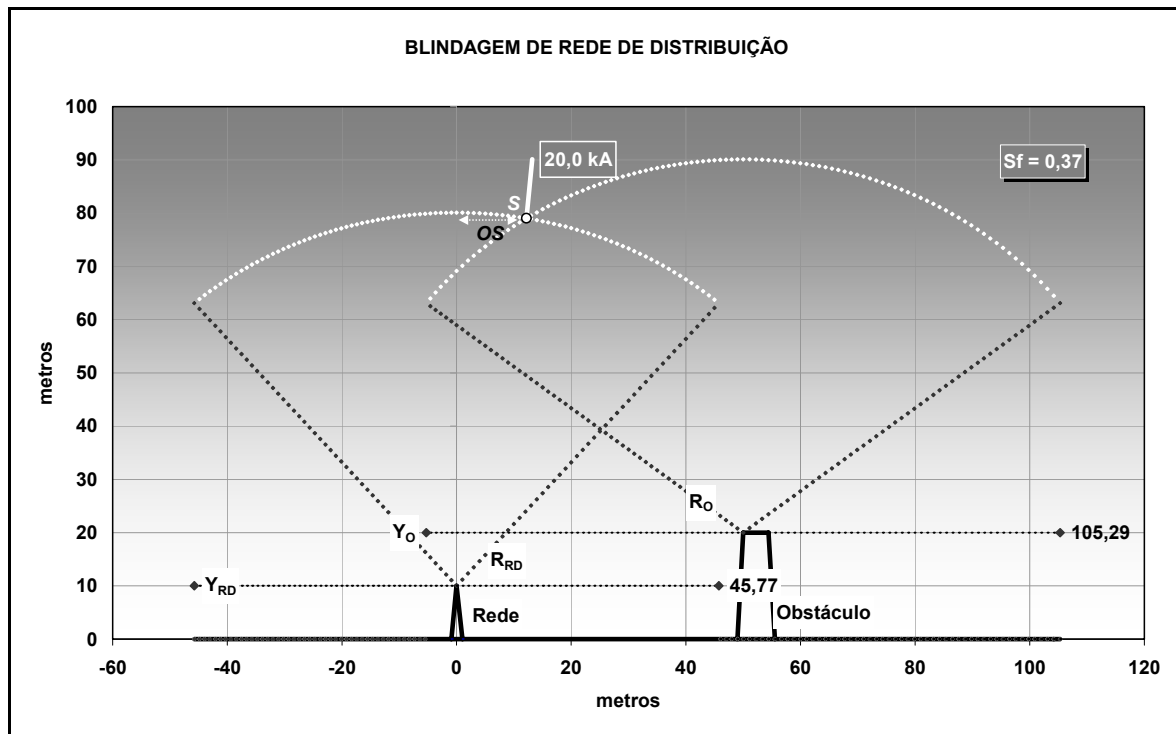


Figura 4.4 – Fator de Blindagem Devido a Obstáculos

De forma análoga aos procedimentos apresentados em 4.2, fazendo-se o somatório do produto dos fatores de blindagem para valores de correntes possíveis, pela probabilidade de ocorrência destas correntes, determina-se o fator de blindagem provável para um determinado segmento de rede com características conhecidas.

$$Sf = \sum_{I=1}^{200} f_{(I)} \times Sf_{(I)} \quad [4.14]$$

Quanto à estimativa geral de interrupções em redes localizadas em regiões com obstáculos variados, e fator de blindagem diferente de zero ($Sf \neq 0$), porém não conhecido, é possível utilizar a equação 4.8, substituindo-se y_{int} por $y_{máx}$ [5].

4.3.2 Condutor Neutro ou Cabo de Cobertura

O uso de condutor neutro ou cabo de cobertura multiterrado pode reduzir o nível de sobre-tensão sobre o isolamento da rede, de um fator que varia entre 0,6 e 0,9 [5], dependendo do aterramento e da distância entre o condutor aterrado e os condutores fase.

4.3.3 Extinção do Arco

O guia IEEE [5] sempre que refere-se às ações das descargas sobre as redes usa o termo “disrupção” e não interrupção. Para que uma disrupção transforme-se numa interrupção, o arco ocasionado pela disrupção deve permanecer de tal forma que a corrente de curto de frequência industrial provoque a atuação da proteção contra sobre-corrente do sistema. Em redes com cruzetas de madeira, algumas disrupções podem não se transformar em interrupção, pela capacidade de extinção de arco desta. Maiores detalhes a este respeito podem ser observados em [5].

4.3.4 Pára-Raios

O uso de supressores de surto ou pára-raios de distribuição altera significativamente o comportamento da rede de distribuição frente às sobre-tensões. Redes urbanas com grande número de transformadores instalados, os quais são geralmente protegidos por pára-raios, podem ter uma frequência de desligamentos devido a sobre-tensões, muito inferior aos valores apresentados pelas redes rurais.

4.4 Custos das interrupções

É uma tarefa difícil avaliar todos os custos envolvidos numa interrupção de energia, haja vista a diversidade de fatores e a influência diferenciada destes nas diversas classes de consumidores. Porém, mesmo que de uma forma aproximada, é importante para as concessionárias uma quantificação dos mesmos, pois podem ser decisivos quando da definição, elaboração e/ou implantação de um projeto de rede.

A seguir será apresentada uma metodologia de cálculo para estimar o custo de uma interrupção devido às causas ambientais. Trata-se de um procedimento bastante simplificado, mas através dele é possível avaliar o retorno de investimentos em melhoria de redes, objetivando a redução de ocorrências devido às causas ambientais.

4.4.1 Principais Custos das Interrupções

Conforme mencionado anteriormente, os custos devido a desligamentos da rede são muitos, porém, para fins deste estudo, os mesmos serão divididos em três grupos:

- Perda de Faturamento (C_F);
- Custo do Atendimento (C_A);

- Custo Social (C_S).

Nos itens seguintes estão descritos os procedimentos adotados para a determinação de cada um destes custos.

4.4.2 Perda de Faturamento

Custo da energia não faturada em função do desligamento, pode ser obtido através do produto do quilowatt/hora interrompido pela tarifa de fornecimento da concessionária.

$$C_F = kWh_{\text{int}} \times T[\text{R\$}] \quad [4.15]$$

Onde:

T é o valor médio da tarifa de fornecimento da concessionária, em R\$/kWh, considerando perfil e classes de consumo por região.

4.4.3 Custo do Atendimento

Sempre que ocorre um desligamento permanente, equipes de manutenção da concessionária são enviadas aos locais das ocorrências com o intuito de sanar os problemas e conseqüentemente reconstituir o sistema. Historicamente as concessionárias têm usado um valor médio, estimado por grupo de trabalho do antigo CODI – Comitê de Distribuição, hoje ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, de US\$40 (quarenta dólares) o deslocamento.

Portanto para se estimar este custo multiplica-se o número de ocorrências em determinado tempo e região pelo equivalente em reais, a 40 dólares.

4.4.4 Custo Social

Representa os transtornos e prejuízos impostos à sociedade em geral, pelas interrupções permanentes (ocorrências). Uma parcela deste custo é arcada pela concessionária na forma de indenizações.

Existem metodologias desenvolvidas com o intuito de determinar este custo, sendo que muitas empresas já possuem os seus próprios custos, em função de classe de consumo e região. Dependendo do tipo de empresa, se estatal ou privada, a forma de considerar este custo pode ser diferente.

Na bibliografia relacionada a este assunto encontram-se valores desde 0,2 até 8,59 US\$/kWh interrompido. Especificamente para o Brasil, trabalhos recentes [20] indicam custos variando entre 1 e 5,5 US\$ conforme tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Custo Social da Interrupção de Energia Elétrica

Custo Social da Interrupção (US\$/kWh)		
Classe de Consumo	Valor Mínimo	Valor Máximo
Residencial	1,01	1,33
Comercial	1,00	5,50
Industrial	0,75	2,75

4.5 Cálculo do kWh Interrompido

Para que se estimar os custos dos desligamentos é necessário conhecer além do número de interrupções, também a energia interrompida. Para isto recorre-se a algumas aproximações:

A duração equivalente de interrupção por consumidor, em horas, é calculada por:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{a(i)} \times t(i)}{C_s} \quad [4.16]$$

No entanto, pode-se escrever esta equação, com boa aproximação, da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n S_{a(i)} \times t(i)}{S_T} \quad [4.17]$$

Onde:

$S_{a(i)}$ é a potência em kVA interrompida e S_T a potência total do sistema em análise.

Multiplicando-se os dois lados da equação por F_p e F_c , fator de potência e fator de carga respectivamente, obtém-se:

$$S_T \times DEC \times F_p \times F_c = \sum_{i=1}^n S_{a(i)} \times t(i) \times F_p \times F_c \quad [4.18]$$

O termo do lado direito da equação representa a energia interrompida e chamando-a de E_{int} , pode-se escrever a equação 8.3 da seguinte forma:

$$E_{int} = DEC \times S_T \times F_p \times F_c \text{ [kWh]} \quad [4.19]$$

Onde:

DEC é a duração equivalente de interrupção por consumidor em horas;

S_T é a carga total instalada em kVA;

F_p e F_c os fatores de potência e carga típicos;

Valores estes relativos ao conjunto ou sistema sob avaliação.

4.6 Considerações Finais

Entende-se que os desenvolvimentos matemáticos apresentados neste capítulo e no capítulo 3, aplicados aos dados apresentados no capítulo 5, serão suficientes para um amplo diagnóstico do sistema CELESC de distribuição. Através deste, será possível avaliar situações e propor soluções para melhoria do seu desempenho frente às descargas atmosféricas.

5 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CELESC DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

O Sistema CELESC de Distribuição (SCD) de acordo com suas próprias características e aspectos ambientais associados pode ser dividido em cinco regiões: oeste, meio oeste, planalto e vale do Itajaí com tensão de distribuição primária nominal em 23,1kV e litoral com 13,8kV. As tensões nominais secundárias são praticamente iguais em todas as regiões do Estado, ou seja, sistema trifásico 380/220V e sistema monofásico a três fios 440/220V. Algumas regiões possuem ainda circuitos primários com tensão nominal em 34,5kV, que são basicamente utilizados como sub-transmissão e alguns outros com tensão nominal de 8 kV, porém, juntos representam menos de 1% do sistema total. Administrativamente a CELESC está dividida em 16 centros regionais de operação, denominados Agências Regionais (AR), subordinados a uma Administração Central (AC), e de uma forma geral, possuem características próprias devido principalmente à localização geográfica de cada um (Vide Figura 5.1).

A seguir estão apresentadas características gerais do Sistema CELESC de Distribuição obtidas a partir de relatórios internos disponibilizados pela própria Empresa. Nas tabelas 5.1 e 5.2 estão apresentadas características gerais e perfil de consumo do sistema de distribuição, relativos a dezembro de 2003. Os sub-capítulos 5.2 a 5.4 mostram as características dos principais materiais e equipamentos, que compõem a rede de distribuição; alguns aspectos geográficos que podem interferir nos índices de desempenho disponibilizados aos clientes ou exigidos por eles e o índice cerâmico CELESC. No sub-capítulo 5.5 apresenta-se um histórico do desempenho do sistema e considerando o comportamento sazonal dos desligamentos acidentais, faz-se uma análise dos números através de valores médios anuais com o objetivo de evitar possíveis erros de interpretação. Para auxiliar na interpretação dos resultados foram utilizadas algumas técnicas de análise e solução de problemas da qualidade total [14].

Tendo em vista os resultados obtidos em 5.5, realizaram-se inspeções de campo em alguns circuitos do sistema e algumas constatações conseqüentes destas, podem ser observadas em 5.6.

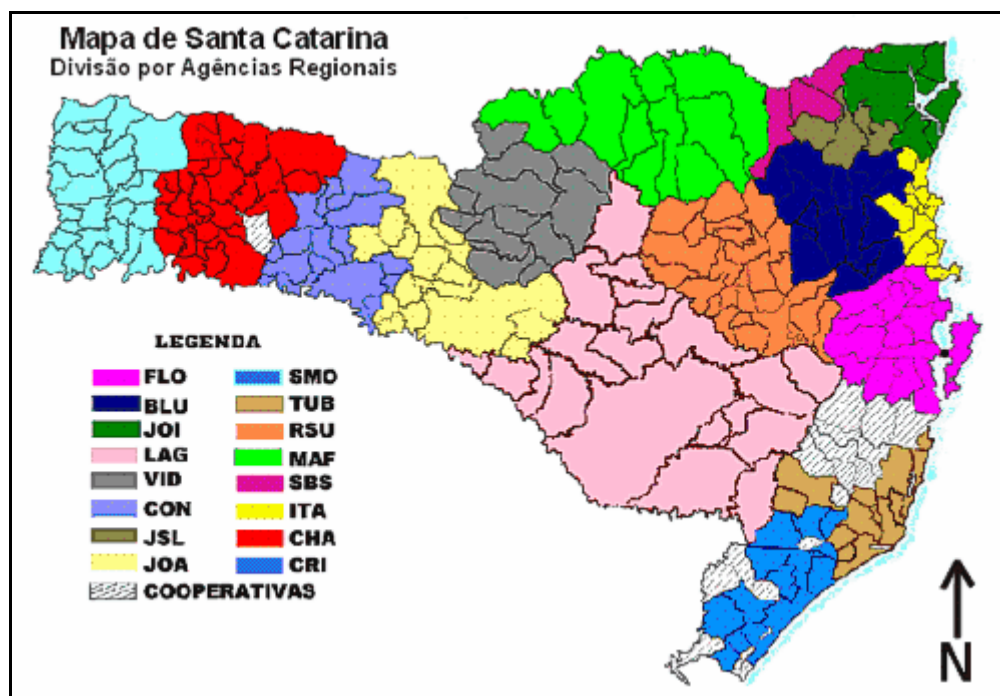


Figura 5.1 – Mapa Administrativo CELESC

Tabela 5.1 – Características Gerais do Sistema CELESC de Distribuição (Dez/2003)

Agência Regional	Sigla	Área (km ²)	N.º Conjuntos ou Municípios	km de Rede Primária	Carga Inst. MVA	Consumidores	Consumo MWh
Florianópolis	FNS	5.202	17	3.658	471,67	339.684	129.408
Blumenau	BNU	5.223	16	4.164	358,05	209.957	162.706
Joinville	JVE	2.892	6	1.937	249,00	195.412	186.218
Concórdia	CDA	4.375	17	4.412	131,68	50.284	33.148
Jaraguá do Sul	JGS	1.410	4	1.180	102,09	56.749	50.188
Criciúma	CUA	1.632	9	1.367	140,57	101.015	98.808
Tubarão	TRO	2.753	11	1.619	144,00	99.218	63.500
Mafrá	MFA	9.689	12	5.207	162,85	72.958	40.826
São Bento do Sul	SBS	1.779	3	1.361	76,49	39.546	29.416
Itajaí	IAI	1.566	12	1.969	322,06	219.468	77.019
Lages	LGS	20.828	24	9.296	225,48	112.130	60.785
Videira	VII	6.180	15	4.158	152,76	62.002	46.373
Joaçaba	JCA	7.124	21	5.215	153,62	63.782	36.666
São Miguel D'Oeste	SGE	6.411	33	7.067	187,09	80.103	29.499
Rio do Sul	RSL	7.016	28	5.301	194,55	83.340	59.208
Chapecó	CCO	5.951	32	5.032	174,16	101.005	68.688
TOTAL		90.031,69	260	62.943	3.246,08	1.886.653	1.172.457

Tabela 5.2 – Perfil de Consumo (Dez/2003)

Classes	Consumidores (n.º)	Demanda Faturada		Consumo	
		kW	%	kWh	%
Residencial	1.461.018	2.656	0,13	249.617.779	21,29
Industrial	54.626	1.400.780	69,16	556.900.047	47,50
Comercial	148.960	309.723	15,29	157.248.033	13,41
Rural	204.365	159.094	7,86	112.713.652	9,61
Outros	17.684	153.117	7,56	95.977.408	8,19
Total	1.886.653	2.025.370	100,00	1.172.456.919	100,00

5.2 Materiais e Equipamentos

5.2.1 Transformadores

Os transformadores utilizados no sistema de distribuição da CELESC são do tipo triângulo/estrela aterrado com nível de isolamento (NI) de 95 ou 110 kV para o sistema com tensão nominal de 13,8 kV e 125 ou 150 kV para as tensões de 23,1 e 34,5 kV. A tabela 5.3 apresenta um resumo dos transformadores instalados, relativo a dezembro de 2003.

Tabela 5.3 – Transformadores Instalados no Sistema CELESC (Dez/2003)

Agência Regional	13,8kV 1F	13,8kV 3F	13,8kV TOTAL	23,1kV 1F	23,1kV 3F	23,1kV TOTAL	Outras Tensões	Total
FNS	1.175	6.808	7.983	1.112	932	2.044	-	10.027
BNU	881	670	1.551	2.009	6.423	8.432	92	10.075
JVE	652	4.500	5.152	-	-	-	-	5.152
CDA	2.114	980	3.094	2.959	1.124	4.083	-	7.177
JGS	573	2.167	2.740	-	-	-	-	2.740
CUA	374	2.678	3.052	-	-	-	-	3.052
TRO	772	2.865	3.637	-	-	-	-	3.637
MFA	2.570	1.559	4.129	3.112	767	3.879	129	8.137
SBS	1.190	1.429	2.619	-	-	-	-	2.619
IAI	339	2.906	3.245	421	2.240	2.661	-	5.906
LGS	-	-	-	9.370	2.665	12.035	-	12.035
VII	-	-	-	4.521	2.148	6.669	-	6.669
JCA	-	-	-	5.760	2.401	8.161	-	8.161
SGE	-	-	-	10.665	1.726	12.391	-	12.391
RSL	-	-	-	4.547	3.742	8.289	-	8.289
CCO	-	-	-	7.903	2.026	9.929	-	9.929
TOTAL	10.640	26.562	37.202	52.379	26.194	78.573	221	115.996

5.2.2 Pára-Raios

As tensões nominais padronizadas para pára-raios de distribuição são 12kV e 21kV para sistemas de 13,8 e 23.1kV respectivamente.

Até 1998 os pára-raios adquiridos pela CELESC eram com blocos de carboneto de silício (SiC) com centelhadores e invólucros em porcelana. A partir desta data, baseada no resultado de trabalho efetuado pelo Programa de Equipamentos da Eletrobrás – PROQUIP, Grupo de Estudos Pára-Raios – GTPR [12], a Empresa alterou o seu padrão para pára-raios com blocos em óxido de zinco (ZnO), sem centelhadores e invólucro polimérico.

Num período intermediário, entre 1994 e 1998 foram adquiridos também lotes de pára-raios com blocos em ZnO, com centelhadores e invólucros em porcelana.

A grande maioria dos pára-raios está instalada junto às instalações dos transformadores e equipamentos de proteção tais como reguladores e religadores. São raras as instalações ao longo dos alimentadores, mesmo que expressos.

A partir de 1998, com a padronização dos isoladores do tipo pilar e pára-raios poliméricos a área de normas passou a recomendar o uso de pára-raios a cada 1000 metros de rede, no mínimo.

A tabela 5.4 apresenta uma estimativa do número de pára-raios instalados no SCD.

Tabela 5.4 – Pára-raios Instalados no Sistema CELESC (Dez/2003)

Agência Regional	12 kV	21 kV	Outras Tensões	Total
FNS	21.599	3.908	-	25.507
BNU	2.891	21.278	264	24.433
JVE	14.152	-	-	14.152
CDA	5.054	6.331	-	11.385
JGS	7.074	-	-	7.074
CUA	8.408	-	-	8.408
TRO	9.367	-	-	9.367
MFA	7.247	5.413	494	13.154
SBS	5.477	-	-	5.477
IAI	9.057	7.141	-	16.198
LGS	-	17.365	-	17.365
VII	-	10.965	-	10.965
JCA	-	12.963	-	12.963
SGE	-	15.843	-	15.843
RSL	-	15.773	-	15.773
CCO	-	13.981	-	13.981
TOTAL	90.326	130.961	758	222.045

5.2.3 Sistema de Aterramento

Quanto aos condutores de aterramento, existem em circuitos antigos o fio 6 de cobre, o cabo de cobre 35 mm² e o cabo de aço 6,5 mm, este último restrito aos

postes de concreto Duplo T, por possuírem a descida do cabo externamente e permitirem o roubo constante de condutores de cobre. Através de uma mudança no padrão deste poste, alterando o sistema de descida do aterramento, tornando-o interno, mudou-se também o padrão de condutor de aterramento para cobre 25 mm².

As hastes de aterramento padronizadas são do tipo aço-cobre, diâmetro 13 mm e comprimento de 2,4 metros. Em circuitos antigos existem aterramentos efetuados com hastes do tipo cantoneira em aço.

A configuração do aterramento padronizada é do tipo hastes alinhadas sugerindo um número máximo de hastes igual a cinco (5), com valores máximos de resistência de 25 ohms em sistemas trifásicos e 10 ohms em sistemas monofásicos. A padronização sugere também que a interligação da malha ao cabo de descida seja através da haste central.

5.2.4 Estruturas

Inicialmente, não só em Santa Catarina como em praticamente todo o sistema de distribuição do Brasil, as estruturas de distribuição para circuitos trifásicos, eram na sua grande maioria, dos tipos Normal, Beco, Meio-Beco e Triangular, com cruzetas de 2 ou 2,4 metros em madeira de lei e isoladores de porcelana tipo *hi-top* (vide figura 5.2 item 1). As estruturas para circuitos monofásicos eram do tipo U com os mesmos tipos de isoladores.

Os postes podiam ser tanto de eucalipto tratado como de concreto, porém devido à má qualidade inicial do primeiro, havia grande preferência por estruturas com postes de concreto.

Com a dificuldade imposta pelos órgãos ambientais na obtenção de madeira de lei, a concessionária passou a utilizar amplamente cruzetas de concreto. Isto gerou a necessidade de isoladores com maior nível de isolamento, resultando no aparecimento dos isoladores de dois corpos, tanto de vidro como de porcelana (figura 5.2 item 2).

Com o surgimento de fabricantes nacionais de isoladores do tipo pilar (figura 5.2 item 3), e o aval de um estudo técnico-econômico, a partir de 1998, a CELESC passou a utilizar exclusivamente estes tipos de isoladores na construção e reformas

de redes. Este isolador além de ser imperfurável, possui elevado nível de isolamento (150 kV) e devido a sua boa resistência mecânica (800 daN), em redes urbanas, foi possível suprimir o uso de cruzetas, podendo o mesmo ser fixado diretamente no poste, resultando nas estruturas do tipo P e TP (figura 5.3).

Concluindo este assunto, pode-se afirmar que atualmente é possível encontrar nos 63.000 quilômetros de redes primárias de distribuição da CELESC, desde estruturas com bons níveis de isolamento, tais como estruturas com cruzetas e postes de madeira ou estruturas com isoladores do tipo pilar, com ou sem cruzeta, até estruturas com nível de isolamento muito baixo, como por exemplo, estruturas com cruzeta e poste de concreto e isoladores tipo *hi-top*, dependendo da data de construção do circuito e/ou da quantidade de manutenções efetuadas no mesmo.

Nas figuras 5.2 a 5.5 estão apresentados os principais tipos de isoladores e estruturas utilizadas no sistema de distribuição de energia elétrica de Santa Catarina.

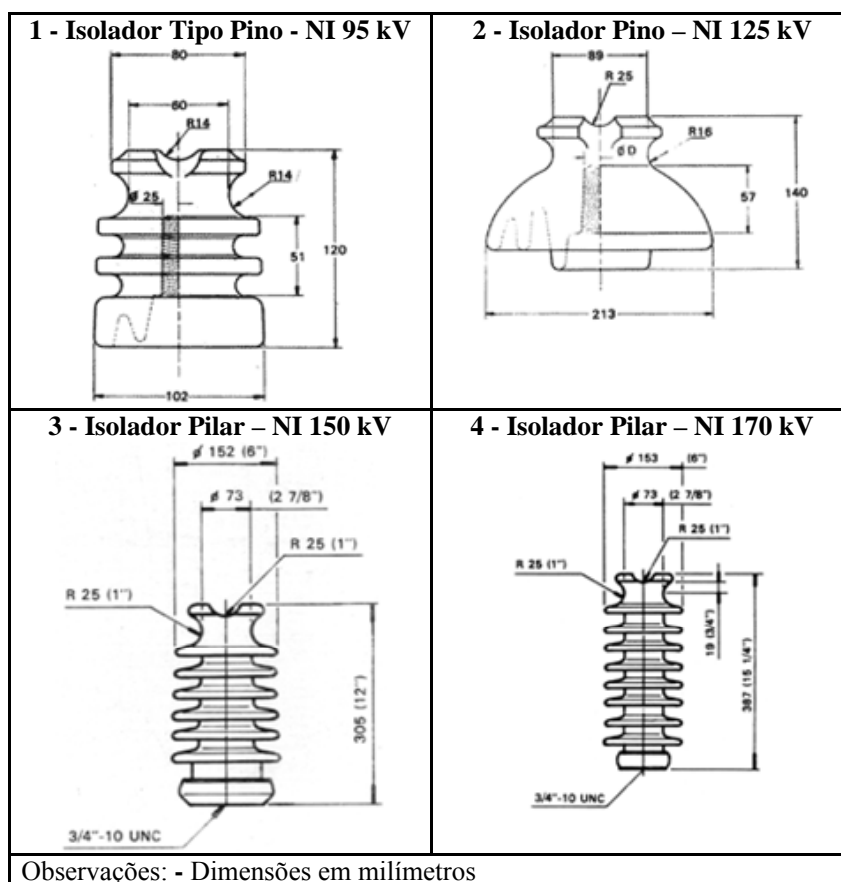


Figura 5.2 - Isoladores para Sistemas de Distribuição

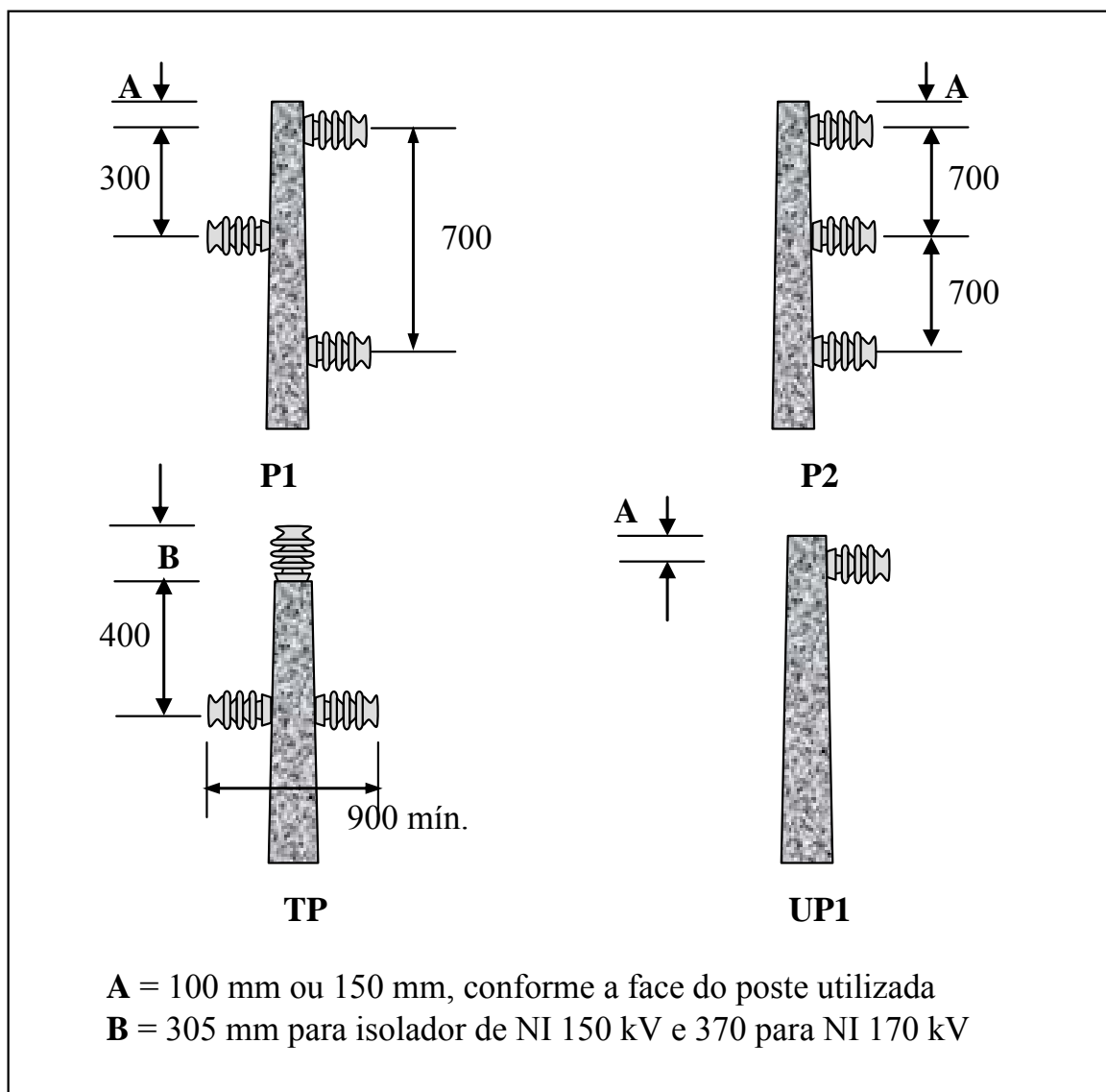


Figura 5.3 - Estruturas para Circuitos Trifásicos s/ Cruzetas - Padrão Atual

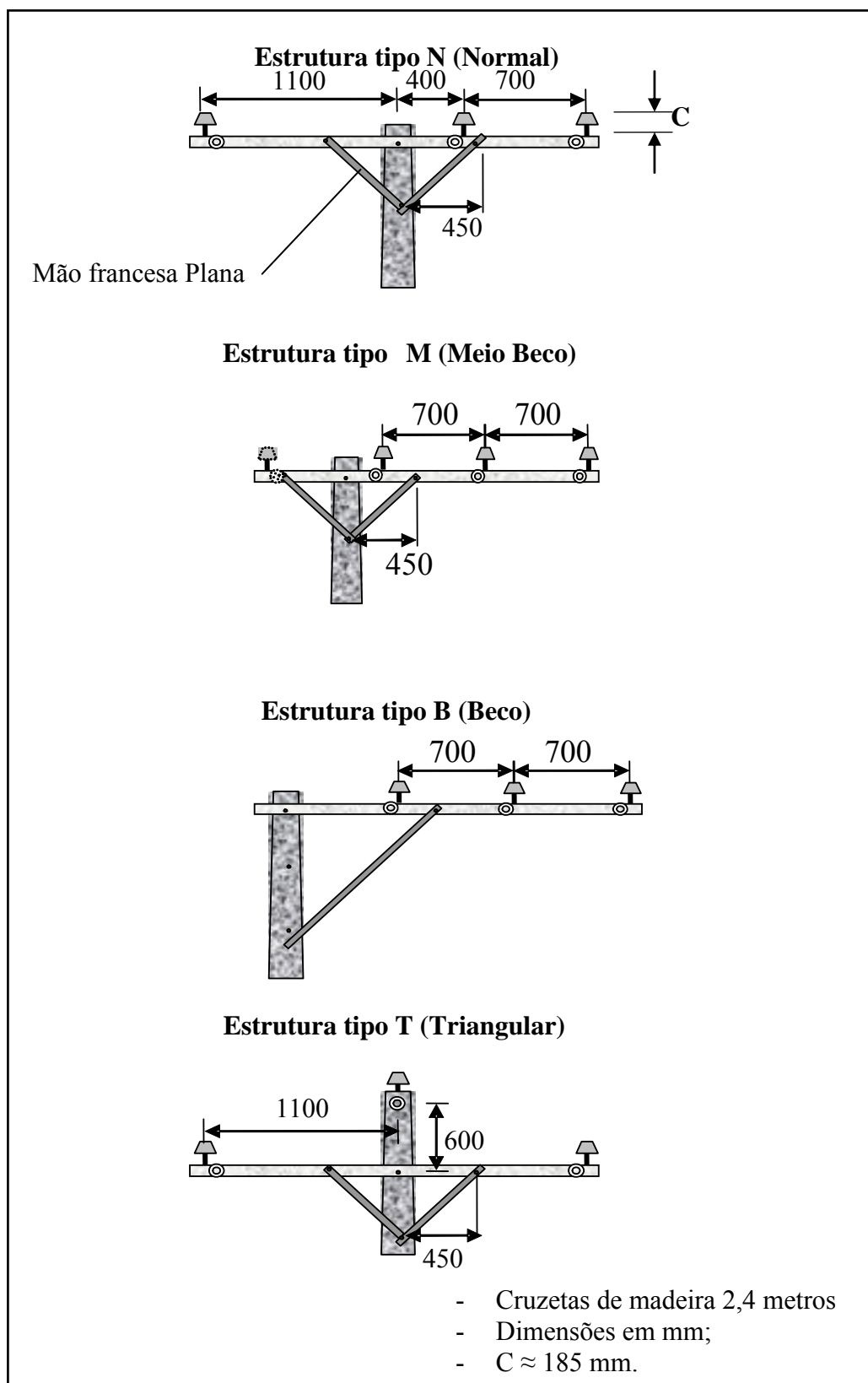


Figura 5.4 - Estruturas CELESC (Padrão anterior a 1998)

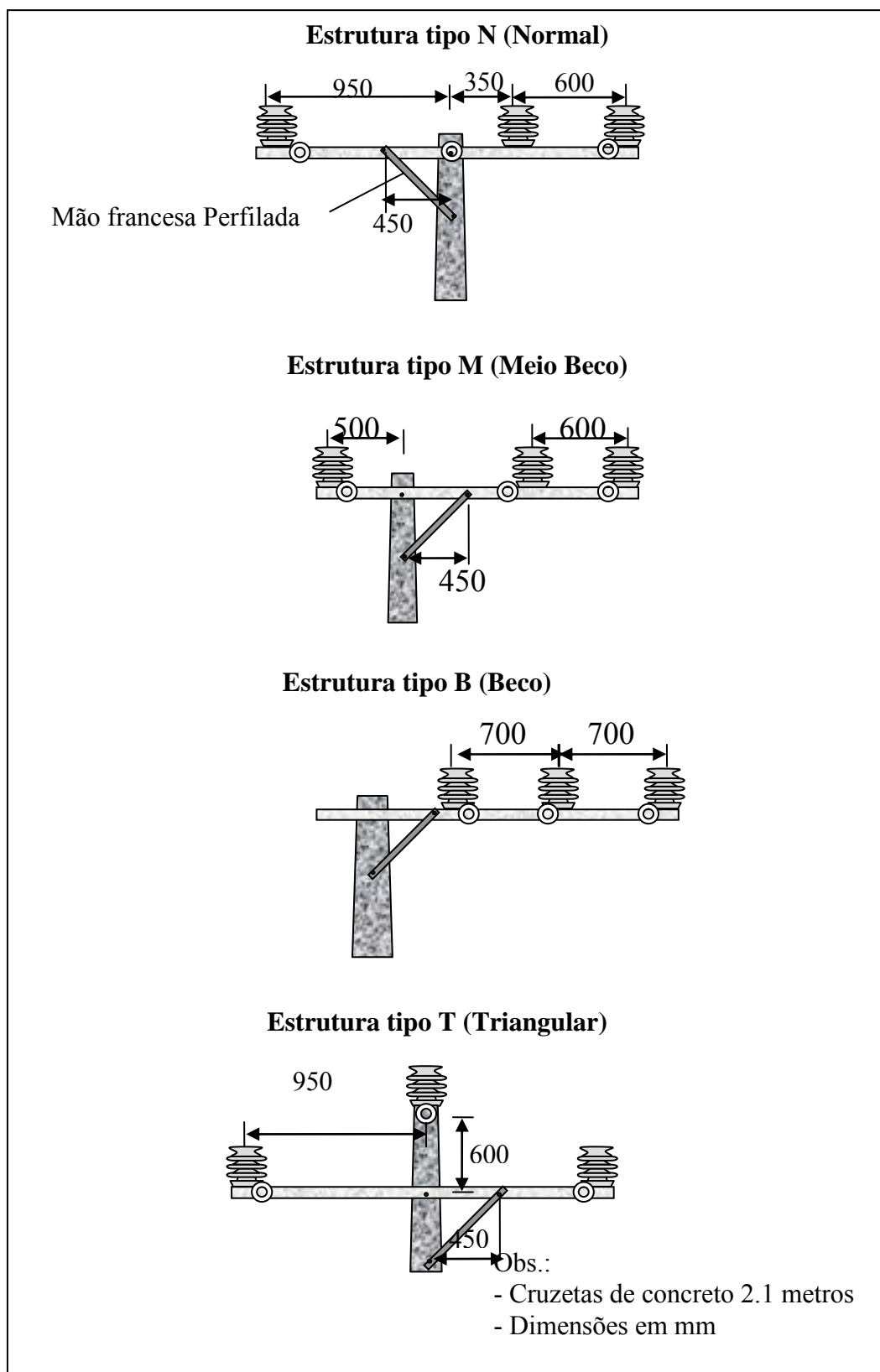


Figura 5.5 - Estruturas CELESC (Padrão atual)

5.3 Aspectos Geográficos do Estado de Santa Catarina

5.3.1 Características Gerais

O Estado de Santa Catarina possui aproximadamente 95,4 mil quilômetros quadrados de área, fazendo divisas ao sul e ao norte com os estados do Rio Grande do Sul e Paraná respectivamente e a oeste com a Argentina. Sua posição no mapa situa-se entre os paralelos 25°57'41" e 29°23'55" de latitude Sul e entre os meridianos 48°19'37" e 53°50'00" de longitude Oeste.

5.3.2 Regiões

Conforme mostra a figura 5.6, o território do Estado pode ser dividido em 8 regiões com características geográficas distintas.



Figura 5.6 – Regiões de Santa Catarina [15]

Litoral: com mais de 500 quilômetros de extensão possui relevo de baías e enseadas. Atividades econômicas predominantes são a pesca e o turismo.

Nordeste: caracterizada pelas florestas da Serra do Mar e pela baía da Babilonga, esta região tem seu ponto forte na indústria eletro-metal-mecânico.

Vale do Itajaí: localizada entre o litoral e a Serra Geral caracteriza-se por uma paisagem de morros florestas e rios. A principal atividade econômica é a indústria têxtil.

Planalto Norte: região rica em floresta nativa e áreas de reflorestamento, tem como principal atividade econômica a indústria moveleira.

Planalto Serrano: região com as maiores altitudes do Estado, atingindo valores superiores aos 1820 metros. As atividades econômicas predominantes são: o turismo, a pecuária e a indústria florestal.

Sul: situada entre o mar e a serra geral esta região tem como principais atividades econômicas a extração de carvão mineral e a indústria cerâmica.

Meio Oeste: região de morros com altitudes próximas aos 1000 metros e atividade econômica baseada na agroindústria e produção de maçã.

Oeste: os campos do oeste têm como principal atividade econômica a produção de grãos, aves e suínos.

5.3.3 Clima

O clima subtropical predominante em Santa Catarina proporciona temperaturas médias variando de 13 a 25° C, com chuvas distribuídas durante todo o ano. As quatro estações são bem definidas, os verões são quentes e ensolarados, enquanto que nos invernos podem ocorrer temperaturas negativas com presença de neve no Planalto Serrano.

5.3.4 Relevo

A maior parte do território de Santa Catarina está compreendida por uma parcela do Planalto Meridional. Na região costeira, o território apresenta sua região de planície litorânea, com a ocorrência de várias enseadas. Ainda próximo ao litoral está localizada uma pequena parcela do chamado Planalto Atlântico. O ponto mais alto do relevo catarinense, representado pelo Morro da Boa Vista, com 1827 metros de altitude, está localizado na Serra da Anta Gorda. As figuras 5.7 e 5.8 apresentam o mapa do relevo e foto obtida pelo satélite Landsat [16].

5.3.5 Vegetação

A diversificação vegetal do Estado conta com aglomerados vegetais como a Mata das Araucárias na porção central do território, a Mata Atlântica na porção leste, a vegetação de campos ao sudoeste e o mangue na região litorânea.

Nas regiões planalto, oeste e meio-oeste são grandes as áreas outrora desmatadas. Hoje, partes destas regiões são cobertas por plantações, pastagens e em alguns casos por reflorestamentos.

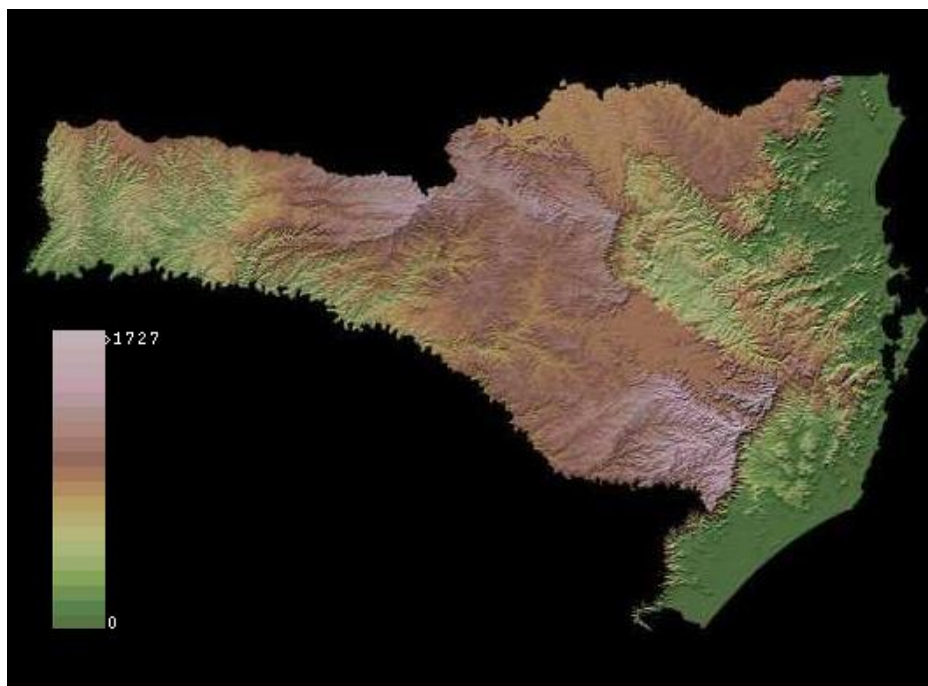


Figura 5.7 – Relevo de Santa Catarina



Figura 5.8 – Santa Catarina a Partir do Landsat

5.3.6 Solos

O solo catarinense se presta às mais diversas culturas agrícolas e seu subsolo possui reservas de argila cerâmica, fosfatados naturais, quartzo e carvão mineral para siderurgia. As figuras 5.9 e 5.10 referem-se ao mapa de solos do Estado obtido do

Atlas de Santa Catarina elaborado pelo Governo do Estado em 1986 e sua respectiva legenda.

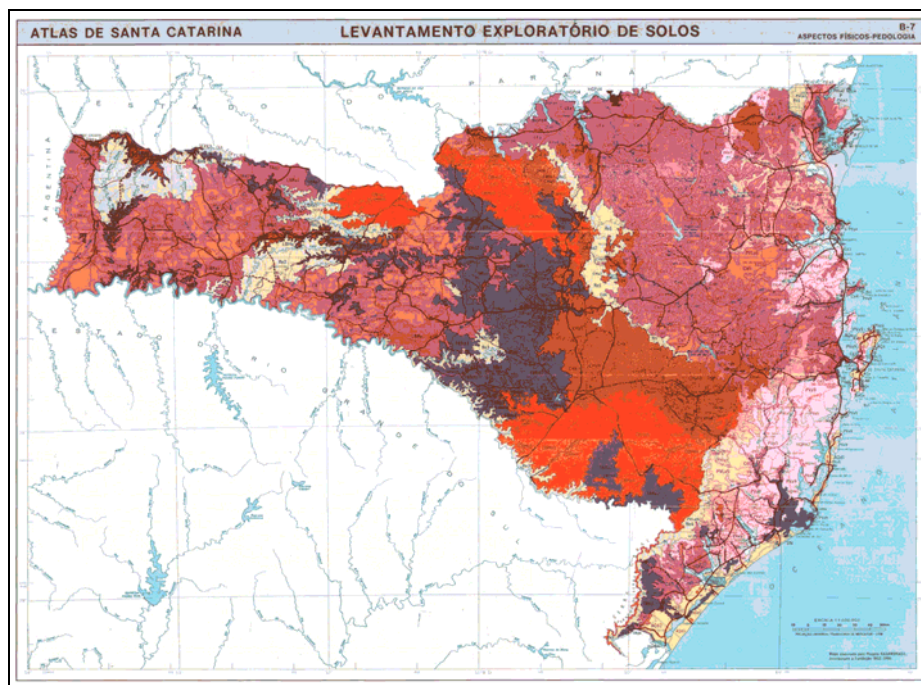


Figura 5.9 – Mapa de Solos do Estado de Santa Catarina



Figura 5.10 – Solos de Santa Catarina (Legenda)

5.4 Índice Ceráunico de Santa Catarina

A Divisão de Engenharia e Normas da CELESC, a partir de levantamento efetuado por operadores de SE no período de janeiro de 1993 a agosto de 2000, elaborou o mapa da figura 5.11, com os índices ceráunicos médios das diversas regionais da Empresa.

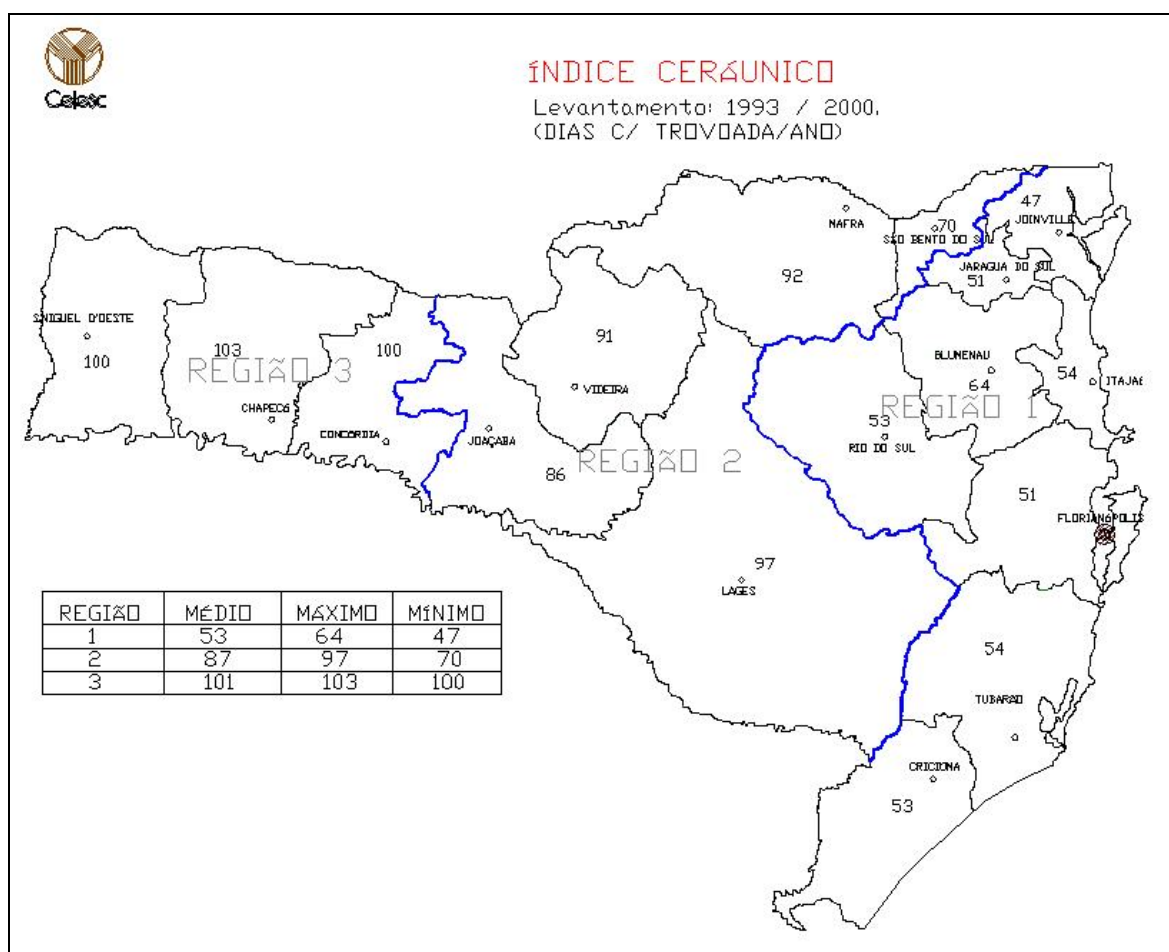


Figura 5.11 – Mapa Isoceráunico de Santa Catarina

Durante os meses de primavera e verão são freqüentes as trovoadas convectivas nas regiões oeste e planalto. Nas regiões do vale do Itajaí e litoral, acontecem as trovoadas orográficas devido à proximidade das serras do mar e geral com o oceano. O gráfico da figura 5.12 indica o percentual de dias com trovoadas por mês em relação à média anual.

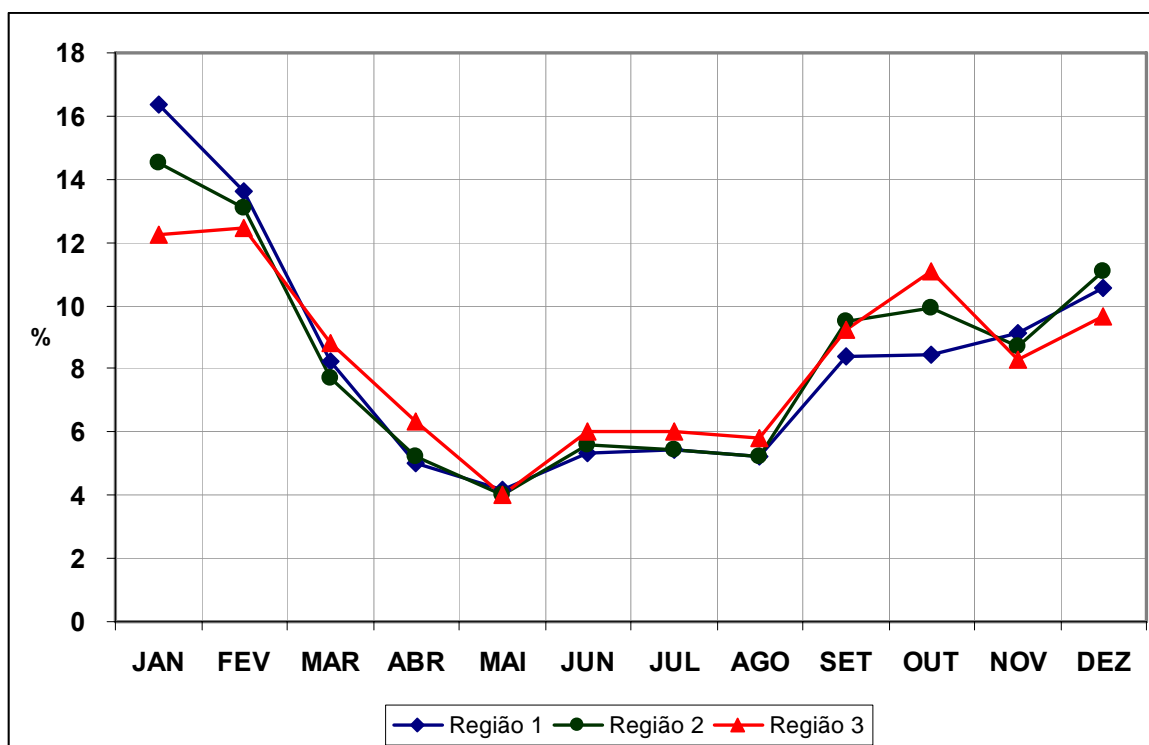


Figura 5.12 – Índice Cerâmico Mensal (% da Média Anual)

5.5 Desempenho do Sistema

5.5.1 Índices de Continuidade de fornecimento

A metodologia na obtenção e no tratamento dos índices de qualidade de fornecimento de energia da CELESC sofreu diversas alterações ao longo dos anos, visando principalmente à qualidade das informações. Os relatórios de Qualidade e Continuidade de Fornecimento são utilizados não só como indicadores operacionais, mas também como importante fonte de informações para o gerenciamento do sistema, influenciando na tomada de decisão em obras de melhorias e ampliações ou alterações de padrões.

Em fins da década de 90 a Empresa implantou o SIMO, um novo sistema para gerenciamento destas informações e por este motivo todas as análises e levantamentos efetuados neste estudo considerarão dados obtidos a partir do ano 2000.

Os indicadores constantes dos relatórios anuais são: número de ocorrências, *DEC*, *FEC* e *TMA*.

As ocorrências são todas as interrupções do sistema que geram atendimento por parte das equipes de manutenção da concessionária. Portanto, não estão computados nestes números os desligamentos de curta duração, solucionados pela ação dos religadores.

DEC, duração equivalente de interrupção por consumidor, conforme equação 5.1, indica o intervalo de tempo que cada consumidor de um determinado conjunto permanece desligado do sistema. São consideradas para efeito de cálculo apenas as interrupções com tempo superior a 1 minuto.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{a(i)} \times t_{(i)}}{C_s} [\text{horas} / \text{consumidor}] \quad [5.1]$$

Onde:

$C_{a(i)}$ é o número de consumidores do conjunto atingidos pela interrupção no fornecimento de energia i ;

C_s é o número total de consumidores do conjunto;

$t_{(i)}$ é o tempo de duração da interrupção i em horas (e centésimos);

n é o numero total de interrupções no intervalo considerado.

FEC, frequência equivalente de interrupção por consumidor, conforme equação 5.2, indica o número de interrupções sofridas por um consumidor de um determinado conjunto. Também neste caso são consideradas interrupções com duração superior a 1 minuto.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{a(i)}}{C_s} [\text{interrupções} / \text{consumidor}] \quad [5.2]$$

TMA é o tempo médio gasto no atendimento das ocorrências em um determinado universo de observação.

Todas as ocorrências no sistema CELESC são registradas no SIMO. De uma forma geral, estas são classificadas por causas e separadas em diversos grandes grupos. São as interrupções ocorridas no *Suprimento*, nas linhas de *Transmissão* da Empresa, na rede de *Distribuição* e no *Consumidor*. Todas as causas e/ou motivos de origem das ocorrências são identificados através de códigos numéricos. Para fins deste estudo, possuem maior importância os desligamentos originados na rede de

distribuição, e por este motivo, na tabela 5.5 estão relacionadas apenas as principais causas de desligamentos neste grupo e seus respectivos códigos.

Tabela 5.5 – Códigos CELESC de Causas de Ocorrências

Código	Descrição	Código	Descrição
59	CONDUTOR DESREGULADO	72	MEIO AMBIENTE ANIMAL
61	ABALROAMENTO	73	TERCEIROS
62	VEGETAÇÃO NA REDE	77	FALHA EM ELO
70	DESCARGA ATMOSFÉRICA	79	A INVESTIGAR
71	SOBRECARGA	87	VENDAVAL

5.5.2 Ocorrências no Sistema de Distribuição CELESC no período 2000/2003

5.5.2.1 Geral

A tabela 5.6 apresenta valores médios anuais de todas as ocorrências no sistema CELESC de distribuição no período 2000/2003. De um total de 186.736 ocorrências mais de 50% originou-se na rede de distribuição.

Tabela 5.6 – Ocorrências no Sistema CELESC de Distribuição (Média 2000/2003)

AGÊNCIA REGIONAL	REDE										DEMAIS OCORRÊNCIAS	TOTAL GERAL
	61	62	70	71	72	73	77	79	OUTRAS	TOTAL		
FNS	519	1.249	833	366	647	905	150	2.490	2.116	9.273	14.429	23.702
BNU	416	1.599	1.319	31	1.124	1.041	579	1.892	2.342	10.343	9.196	19.539
JVE	352	452	482	597	272	558	162	929	1.063	4.866	9.646	14.512
LGS	222	426	2.711	97	621	394	188	339	1.541	6.536	6.334	12.870
VII	106	349	1.257	6	375	333	176	1.209	721	4.531	2.509	7.040
CDA	100	407	1.545	9	1.172	439	49	369	1.087	5.177	2.298	7.475
JGS	159	397	416	125	164	186	116	364	519	2.445	2.632	5.078
JCA	122	353	2.252	28	771	255	43	1.892	1.109	6.824	3.154	9.978
CUA	184	221	373	188	140	162	210	370	977	2.825	6.300	9.124
SGE	124	825	3.449	273	2.548	904	166	720	2.288	11.295	5.900	17.195
TRO	132	187	414	85	244	369	59	412	1.118	3.019	5.792	8.811
RSL	107	1.096	1.607	18	1.242	465	227	2.144	1.119	8.023	4.548	12.571
MFA	103	351	1.147	44	256	288	434	487	769	3.876	3.528	7.404
SBS	53	159	294	65	93	170	20	311	294	1.457	1.560	3.017
IAI	272	500	566	76	525	776	100	1.232	1.429	5.476	8.151	13.627
CCO	128	573	2.185	56	1.125	541	104	1.921	1.456	8.089	6.707	14.795
TOTAL	3.094	9.142	20.850	2.061	11.318	7.783	2.783	17.079	19.945	94.055	92.681	186.736

5.5.2.2 Principais Causas de Desligamentos na Rede de Distribuição

A partir dos dados da tabela 5.6, com auxílio de diagramas de Pareto [14], pode-se avaliar o desempenho da rede de distribuição em função das principais causas de desligamentos permanentes.

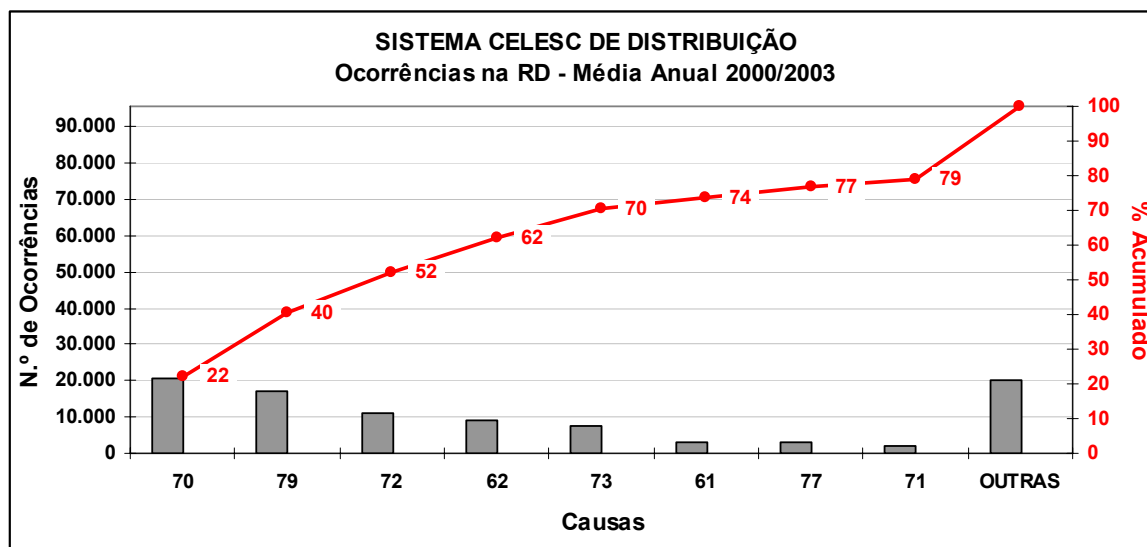


Figura 5.13 – Principais Causas de Ocorrências (2000/2003)

No gráfico da figura 5.13 pode-se observar que apenas quatro causas respondem por 62% de todos os problemas ocorridos nas redes de distribuição e 31% de todas as ocorrências no sistema CELESC como um todo. São todas elas provenientes de condições ambientais:

- Causa 62, *vegetação na rede*, responsável por 9% do total de interrupções, é uma preocupação constante das áreas de manutenção da Empresa. Existem pesquisas em andamento, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Agropecuária e Extensão Rural de Santa Catarina – EPAGRI, objetivando a minimização do problema.
- *Meio ambiente animal*, causa 72, basicamente representa aquelas interrupções devido ao contato acidental do pássaro *joão-de-barro* ou *forneiro* com a rede. Apesar de ainda bastante expressivo, este índice já foi muito maior no passado, e vem reduzindo gradativamente, devido ao desenvolvimento e implantação nas redes de um dispositivo que afasta os ninhos destes pássaros dos isoladores e conseqüentemente dos condutores.
- A causa 79, *a investigar*, que representa todas as ocorrências sem motivo claro que permita sua classificação em um outro código qualquer, apresenta o segundo maior índice, em torno de 17%. Ações contínuas das áreas de manutenção e operação procuram minimizar

este problema, com a comprovação das reais causas de interrupção do sistema. Estudos mostram que seu comportamento durante as várias estações do ano é semelhante ao das causas ambientais.

- *Descarga atmosférica (DA)*, código 70, é a causa mais significativa no sistema, responsável por 22% de todas as ocorrências. Estudos em períodos anteriores mostram índices bem superiores aos atuais e na época, propiciaram algumas ações por parte da área de normas da Empresa: padronização de pára-raios poliméricos com blocos em óxido de zinco e isoladores do tipo pilar com nível de isolamento de 150 kV e exigência dos ensaios de impulso atmosférico no recebimento de transformadores de distribuição. Apesar disto as ocorrências devido a esta causa mantêm-se em patamar elevado, motivando desta forma, um estudo detalhado sobre a mesma.

5.5.2.3 Ocorrências devido a Descargas Atmosféricas

Filtrando os dados apenas para a causa 70, obtém-se o gráfico da figura 5.14 que permite algumas constatações:

- Apenas 8 das 16 regionais, detêm 78% das ocorrências na rede por ação das descargas e estão localizadas nas regiões oeste, meio-oeste, Planalto e vale do Itajaí.
- A regional com a situação mais crítica no sistema, no que se refere à causa 70, é a agência São Miguel D'Oeste (SGE), localizada no extremo oeste, região esta com o maior índice ceráunico do Estado.
- A presença das regionais de Blumenau (BNU) e Rio do Sul (RSL) entre as mais críticas, pode ser explicada pela sua localização no Vale do Itajaí, região montanhosa que separa o litoral do planalto, e submetida a um grande número de trovoadas na primavera e verão.

Numa segunda avaliação, relacionando-se as ocorrências ao comprimento das redes de média tensão de cada regional, gráfico da figura 5.15, pode-se afirmar que, em média, nos quatro anos considerados, existiram 32 ocorrências para cada 100 km de rede por ano, provocadas por descargas atmosféricas.

Percebe-se também que as regionais localizadas no oeste continuam apresentando valores superiores à média do sistema. A regional Jaraguá do Sul (JGS) aparece neste caso com índice superior à média provavelmente por estar em situação geográfica semelhante às regionais RSL e BNU.

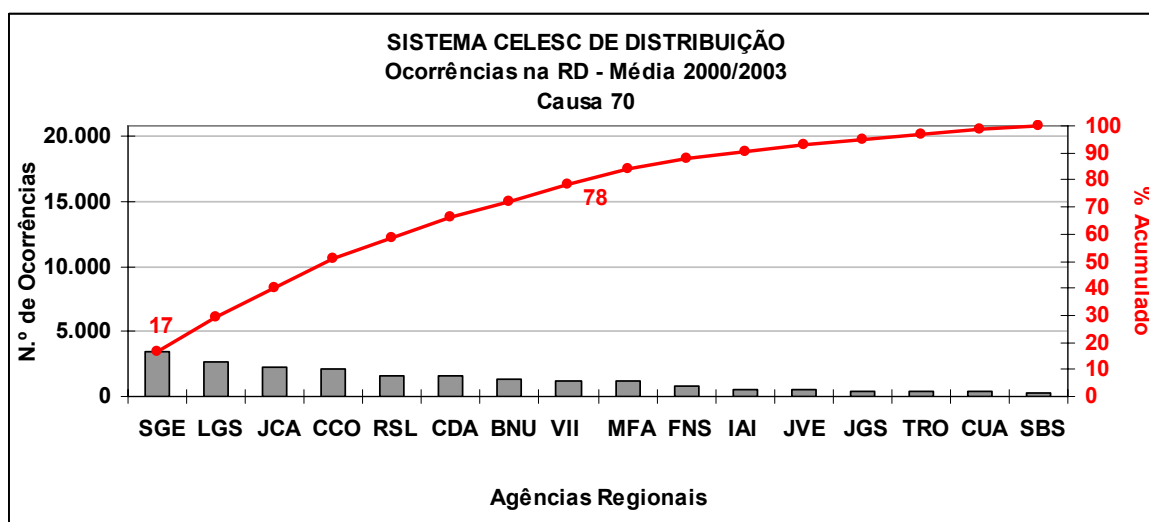


Figura 5.14 – Ocorrências devido à causa 70

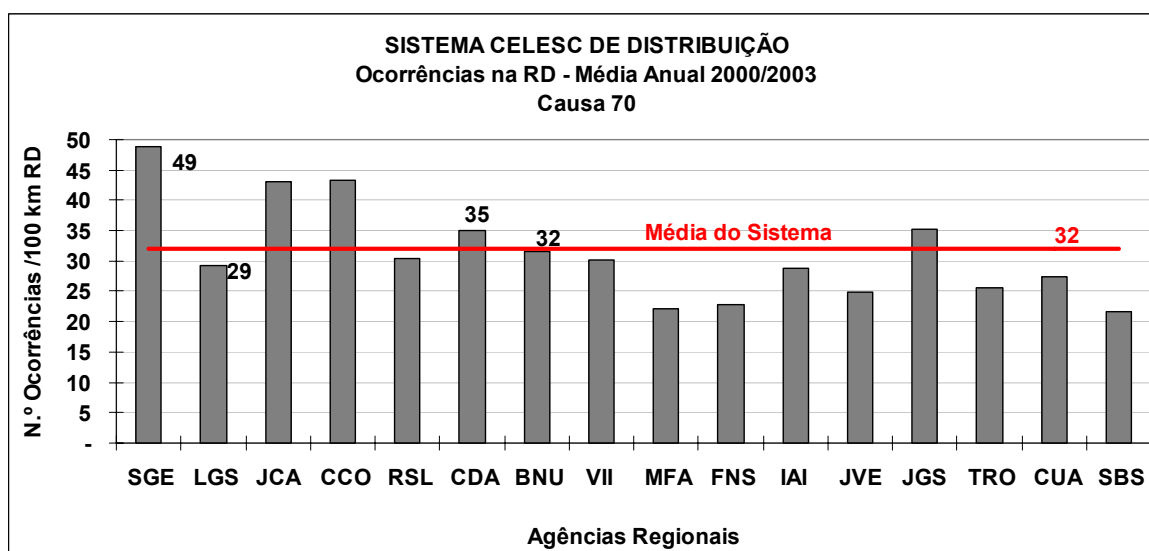


Figura 5.15 – Ocorrências Causa 70 por 100 km de Rede

5.5.2.4 Avaliação das Ocorrências nos Sistemas Críticos

Partindo da avaliação global do sistema, optou-se por análises individuais daquelas regionais que apresentaram valores passíveis de investigação, seja pela

presença de valores elevados ou inesperados. Assim foram avaliadas mais detalhadamente, as regionais de São Miguel D'Oeste por apresentar os piores índices, Concórdia por apresentar índices relativamente inferiores às demais agências localizadas em sua região, Lages a regional mais crítica do planalto e finalmente Blumenau pelos índices críticos e localização em região com características diferentes das demais.

Principais constatações:

- A causa 70, também na análise individual, apresenta os piores números, assim como as demais causas ambientais;
- Todas as causas ambientais, *vegetação na rede*, *descarga atmosférica*, *meio ambiente animal* e também a causa *a investigar*, ocorrem com maior intensidade na primavera e verão;
- Os problemas não são generalizados, estão sempre concentrados em algumas regiões e ou circuitos específicos. Determinados circuitos apresentam índices de interrupções até 200% acima da média.

5.6 Levantamento de Dados em Campo

A não uniformidade de valores apontada no sub-capítulo anterior, com a existência de muitos alimentadores/circuitos com índices de desempenho muito afastados dos valores médios, sugeriu a realização de inspeções em campo com o objetivo de tentar detectar motivos claros para esta constatação.

Tendo em vista as constantes obras de melhoria e ampliação do sistema, todos os levantamentos foram feitos num mesmo período de tempo, de forma a correlacionar índices de desempenho com as reais características físicas das redes.

A seguir as principais constatações:

- Nos 14 circuitos inspecionados dentro das quatro regionais selecionadas constatou-se que as mudanças de padrão ocorridas ao longo dos anos associadas às constantes manutenções corretivas provocaram, principalmente em circuitos antigos, uma miscelânea de tipos de estruturas. A Tabela 5.7 apresenta um levantamento dos tipos de estruturas existentes em aproximadamente 46 km das redes inspecionadas.

Tabela 5.7 – Tipos de Estruturas mais Frequentes

Tipos de Estruturas					Agências Regionais				Total
Código	Poste	Cruzeta	Isolador	M. Francesa	SGS	BNU	LGS	CDA	
101	M		3						
102	M		2					2	2
103	M		1						0
104	C		3						0
105	C		2		9		8	9	26
106	C		1		3				3
301	M	M	3	1					0
302	M	M	3	2					0
303	M	M	2	1			5		5
304	M	M	2	2		5	22	9	36
305	M	M	1	1					0
306	M	M	1	2		13			13
307	C	M	3	1		1			1
308	C	M	3	2			3		3
309	C	M	2	1	3			5	8
310	C	M	2	2	15	30	31	58	134
311	C	M	1	1					0
312	C	M	1	2		16		28	44
313	C	C	3	1	7	13		1	21
314	C	C	3	2			48	7	55
315	C	C	2	1		12	1	21	34
316	C	C	2	2	5	70	2	26	103
317	C	C	1	1					0
318	C	C	1	2		2			2
319	C	A	3	-		58	3	38	99
320	C	A	2	-	2	56			58
321	C	A	1	-					0
Total					44	276	123	204	647
Postes e Cruzetas: M = Madeira; C = Concreto; A = Aço Isoladores: 3 = Pilar NI 150 kV; 2 = Pino NI 125 kV; 1 = Pino NI 95 kV Mãos-Francesas: 2 = Plana; 1 = Perfilada									

- Apenas um circuito inspecionado apresentou evidências de que a causa real dos desligamentos pudesse ser diferente daquela prevista inicialmente nos relatórios. Neste caso o problema poderia estar sendo causado por vegetação na rede e não por descarga atmosférica (Vide figura 5.16);
- Foram raríssimos os pontos com instalação de pára-raios ao longo das redes. De uma maneira geral, verificou-se a ocorrência destas instalações apenas junto a transformadores e na maioria dos casos, eram compostas de equipamentos antigos que comprovadamente não funcionam ou ainda de equipamentos avariados;
- Dentro das regiões críticas, os circuitos de pior desempenho frequentemente eram formados por estruturas antigas (figura 5.17 e 5.18);

- A localização da rede apresentou-se sempre como fator de influência nos índices de desligamentos. A grande maioria dos circuitos tidos como críticos localizam-se em regiões montanhosas, livres de proteções naturais contra possíveis descargas (figura 5.19). Em contrapartida, todas as redes, mesmo aquelas com nível de isolamento aparentemente baixo, apresentavam bom desempenho quando localizadas em áreas protegidas (figura 5.20).

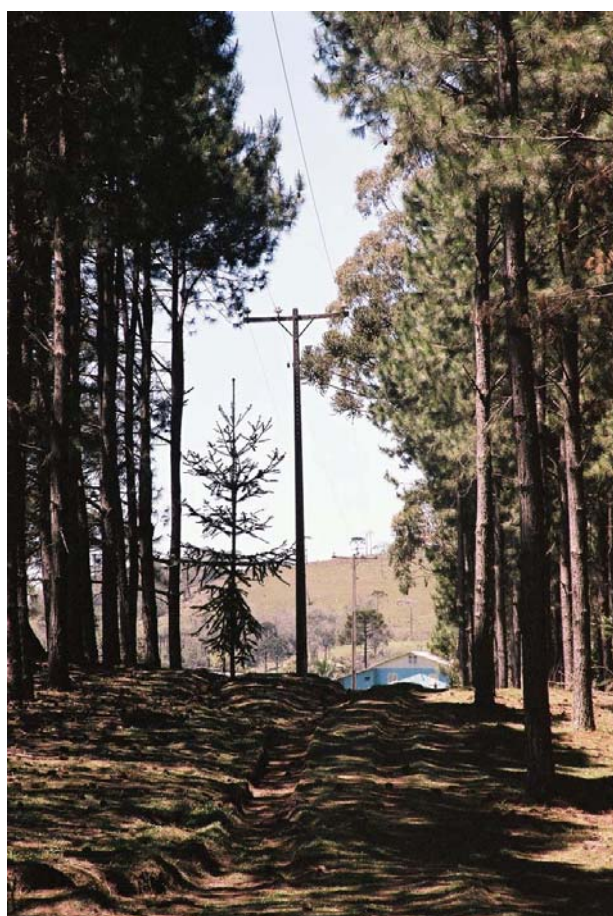


Figura 5.16 – Rede em Condições Favoráveis a Desligamentos Devido a Causa 62

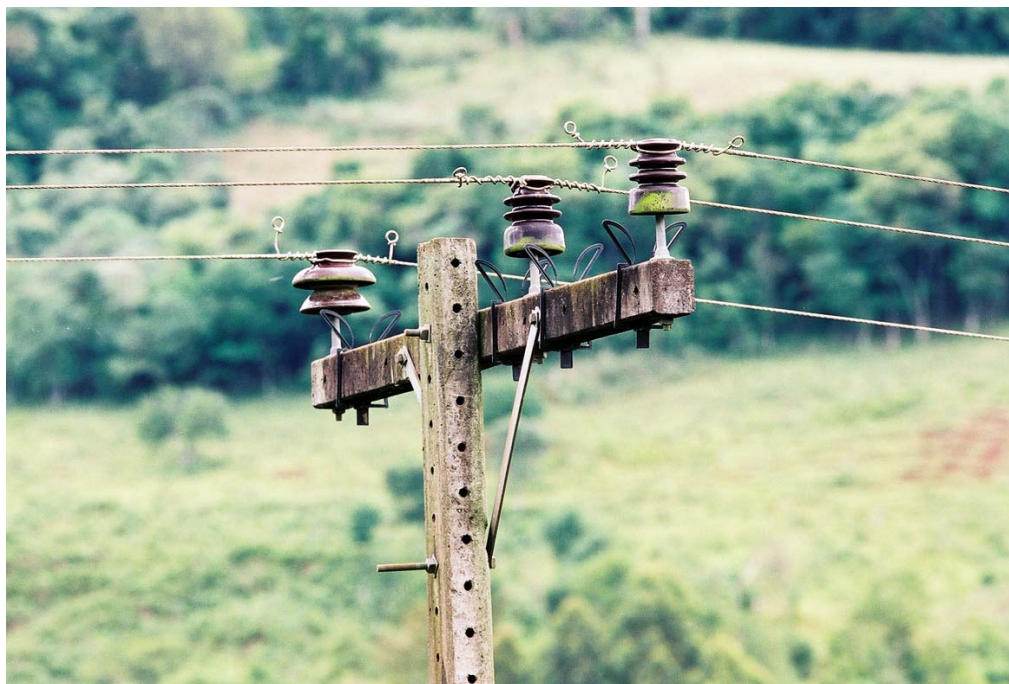


Figura 5.17 – Estrutura com Baixo Nível de Isolamento

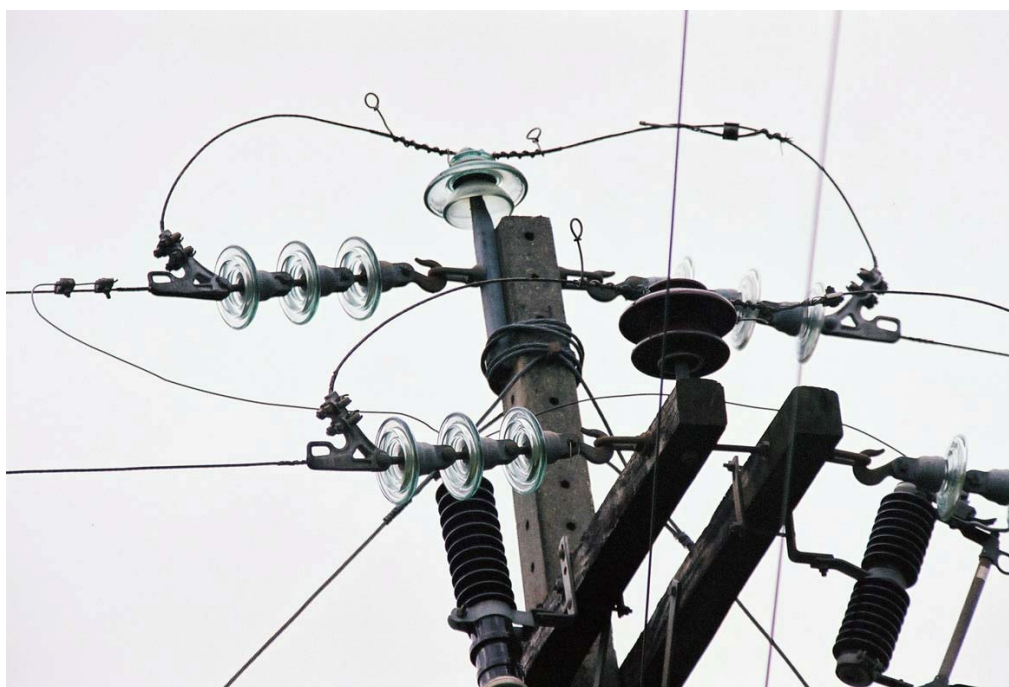


Figura 5.18 – Estrutura com Erro de Instalação



Figura 5.19 – Rede de Distribuição Típica do Estado

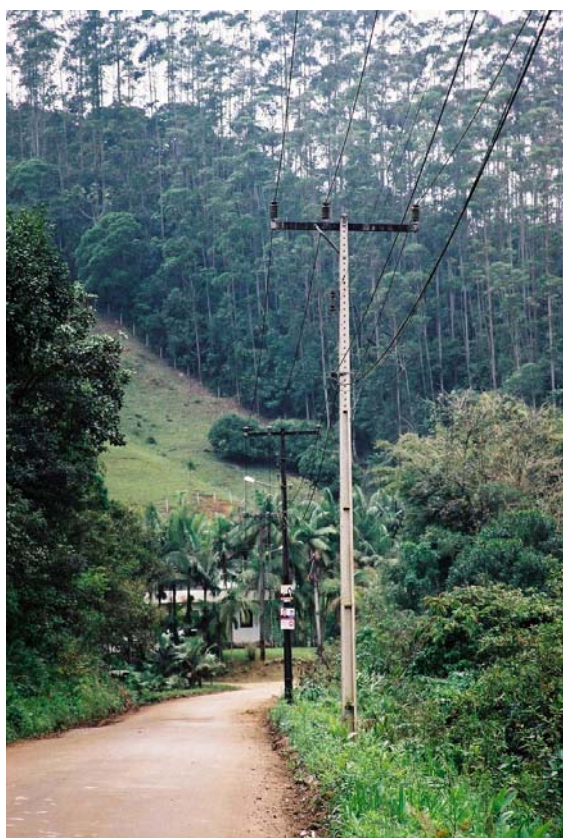


Figura 5.20 – Rede Trifásica com Blindagem Natural

6 ANÁLISE DE DADOS E RESULTADOS

6.1 Densidade de Descargas em Santa Catarina

Mesmo sem um sistema de detecção e localização de descargas é possível elaborar com alguma precisão, um mapa de densidade de descargas para Santa Catarina,

A figura 6.1 apresenta um mapa a partir de informações da NASA, INPE e observações da própria CELESC conforme descrito nos capítulos 2 e 5.

Considerando que o Estado está localizado a $27,5^\circ$ de latitude (valor médio), tem-se pela equação 2.3, que a relação N_c/N_g é igual à aproximadamente 4,4. Com este valor, é possível avaliar a densidade de raios nuvem-solo ou GFD (*Ground Flash Density*) a partir dos dados do mapa mundial de densidade, figura 2.5. Dados do Mapa Isoceráunico de Santa Catarina podem ser convertidos em valores de densidade de descargas pela utilização da equação 2.4. Finalmente o mapa de densidade de descargas para o Brasil, figura 2.6, também apresenta valores que podem servir de parâmetro na elaboração de um mapa regional.

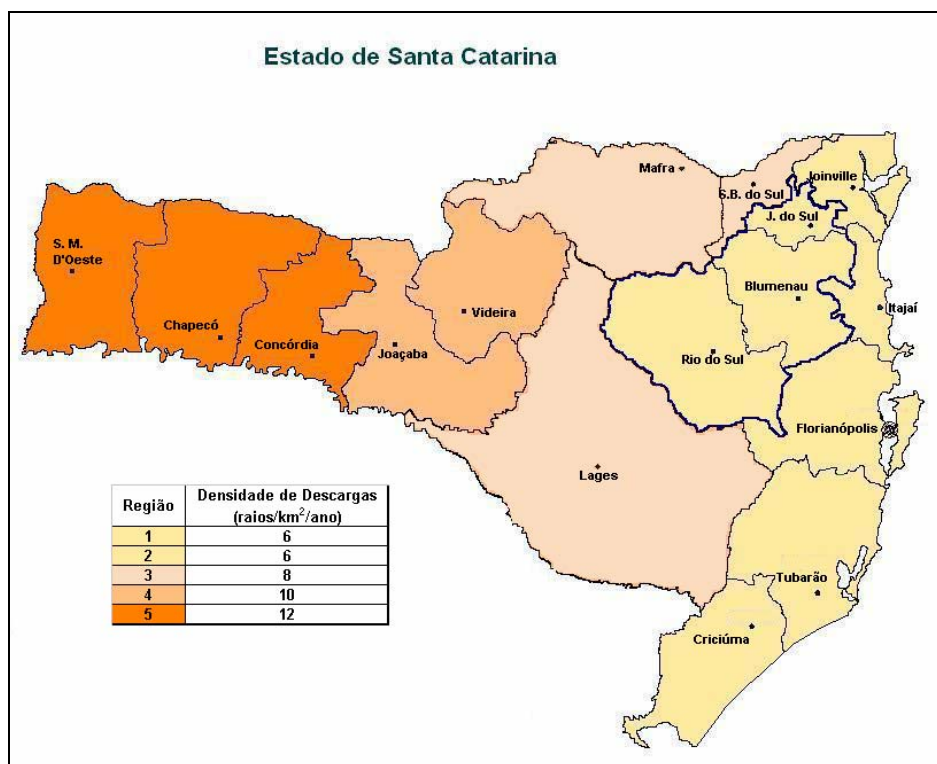


Figura 6.1 – Densidade de Descargas em Santa Catarina

6.2 Resistividade do Solo

O conhecimento amplo das características dos aterramentos em sistemas de distribuição é de fundamental importância para as concessionárias de energia elétrica. Aterramentos adequados contribuem para a segurança de equipamentos, operários e usuários, assim como para o bom desempenho do sistema como um todo. Em estudos do comportamento dos sistemas de distribuição frente às descargas atmosféricas, o conhecimento das características dos aterramentos é ainda mais importante, já que soluções de proteção viáveis para sistemas com determinadas características de aterramento não são efetivas em outras situações e vice-versa. No caso de aterramento com vistas à proteção contra descargas atmosféricas, os pára-raios devem ser aterrados com o menor valor possível, algumas normas sugerem valores nunca superiores a 80Ω . Já no caso de redes com cabos pára-raios os mesmos só serão efetivos se as resistências de aterramento forem baixas, algumas normas adotam o critério $R_{at} < NI/20$, ou seja, a resistência dos aterramentos não deve ser maior do que o nível de isolamento da rede dividido por 20.

Assim, nos sub-capítulos que seguem está apresentado um trabalho realizado com o objetivo de avaliar, mesmo que de forma aproximada, os níveis de aterramento dos diversos subsistemas que compõem o Sistema CELESC de distribuição. Este trabalho pode ser considerado como um estudo inicial passível de aprimoramentos em trabalhos futuros.

6.2.1 Metodologia Utilizada

Para um levantamento da resistividade do solo de um sistema de energia elétrica, publicações especializadas recomendam medições de 5 (cinco) pontos para cada 4 quilômetros quadrados de solo em regiões urbanas e um ponto a cada 500 m de rede para as regiões rurais. Considerando que a CELESC possui uma área de concessão de mais de 90.000 quilômetros quadrados e algo em torno de 63.000 quilômetros de redes de distribuição primárias, isto implicaria num número extremamente grande de medições inviabilizando prazos e orçamentos. Partindo-se desta conclusão optou-se por realizar um trabalho de pesquisa, no qual procurou-se correlacionar valores de resistividade do solo e/ou resistência de aterramento aos tipos de solos predominantes no Estado.

Desta forma, com o auxílio do Mapa de Solos de Santa Catarina, figura 5.9, e através de técnicas de estratificação do solo, calculou-se os diversos níveis de resistividade aparente para sistemas de aterramento chegando-se a um mapa de resistividade do solo para Santa Catarina.

6.2.2 Medições de Resistividade

Foram realizadas 126 medições de resistividade em diversos tipos de solo através do método de Wenner. Destas, foram utilizadas nos trabalhos de estratificação apenas 124, haja vista a desconsideração de dois eventos que não estavam compatíveis com valores de resistência de aterramento medidos nas mesmas condições e locais. Em 11 medições, além dos valores de resistividade foram medidos também valores de resistência de aterramento de uma haste e três hastes alinhadas, com o objetivo de aferir os métodos de estratificação do solo.

6.2.3 Estratificação do Solo

Os métodos de estratificação do solo são utilizados para, a partir do levantamento de campo, estimar valores de resistividade aparente e resistência de aterramento. Dentre os diversos métodos de estratificação do solo existentes optou-se por utilizar aqueles cujos modelos matemáticos permitem transformá-los num sistema computacional. Evidentemente, dado o grande número de medições, modelos gráficos são inviáveis.

Desta forma, foram analisados os métodos de Duas Camadas, que como o nome sugere transforma as medições de campo em um solo resultante composto de duas camadas, e o método de Pirson que estratifica o solo em várias camadas. Logo no início dos trabalhos percebeu-se uma grande diversidade entre os valores obtidos pelos dois métodos e também por diferentes procedimentos em um mesmo método. Considerando o objetivo, análise de aterramentos de sistemas de distribuição, com configurações e materiais pré-definidos pelas próprias limitações do sistema, optou-se por desenvolver um modelo híbrido de estratificação do solo, específico para esta aplicação. Este modelo implementado na planilha de cálculo RSPM5.6C.XLS (Resistividade do Solo Pirson Modificado) apresentou desvio médio 30% menor que os dois primeiros métodos (quando utilizado para a estratificação de solos com resistências de aterramento conhecidas).

6.2.4 Resultados

A tabela 6.1 mostra um resumo das estratificações efetuadas nas 124 medidas. Nesta pode-se observar uma variação muito grande de valores, no entanto o coeficiente de variação médio (cv) das resistividades aparentes para 1, 3 e 5 hastes é de apenas 12%. Considerando os níveis de precisão dos processos até aqui utilizados, optou-se por utilizar um valor médio de resistividade aparente que represente todas as configurações.

Tabela 6.1 – Resumo das Estratificações

Valores (ohm x metro)	1H	3H	5H	Média	cv (%)
Máximo	16.752	17.892	20.778	16.938	54
Mínimo	4	4	5	4	1
Média	2.480	2.592	2.634	2.569	12
cv (%)	145	147	149	146	

Para um tratamento estatístico adequado é necessário que os resultados sejam classificados em faixas de resistividades. Considerando que para sistemas de aterramento com hastes alinhadas, o número máximo recomendado de hastes é cinco, utilizou-se este parâmetro para escolher os limites das classes utilizadas:

Tabela 6.2 – Classes de Solos

Intervalos				
Classe	ρ_a	R5H	f	p
1	250	28	30	24,19
2	500	57	16	37,10
3	1000	114	16	50,00
4	2000	227	18	64,52
5	5000	568	22	82,26
6	10000	1135	14	93,55
7	acima		8	100,00
Total			124	

O valor f representa a quantidade de valores que ocorrem em cada classe enquanto que p é o valor acumulado de f expresso em percentual do total.

Uma análise deste quadro permite concluir que mais de 64% das medidas apresentaram valores de resistividade inferiores a 2.000 ohms x metro.

A tabela 6.3 apresenta a frequência com que os valores estratificados dos diversos tipos de solo ocorrem nas diversas faixas de resistividades pré-estabelecidas.

Tabela 6.3 – Frequência de Valores de Resistividade

Distribuição de Frequências											
Solos:	Classes							Σ	Máx	Classe Predominante	
	1	2	3	4	5	6	7			n.º	%
AQa	4	0	0	0	1	0	0	5	4	1	80
AQd	0	0	0	0	4	1	0	5	4	5	80
CBH	0	0	0	6	2	0	0	8	6	4	75
Ca	1	0	4	6	2	0	0	13	6	4	46
Cd	0	2	3	1	0	0	0	6	3	3	50
Ce	0	0	4	2	0	0	0	6	4	3	67
CHa	0	5	2	1	0	0	0	8	5	2	63
HGP	1	3	1	0	0	0	0	5	3	2	60
HOd	0	3	0	1	0	0	0	4	3	2	75
LBH	0	0	0	0	0	3	0	3	3	6	100
LBR	2	0	1	0	3	0	0	6	3	5	50
LEa	1	0	1	2	1	0	0	5	2	4	40
P	2	0	0	0	3	0	0	5	3	5	60
PVa	3	0	0	2	5	3	0	13	5	5	38
PVL	1	3	4	0	0	0	0	8	4	3	50
Re	0	1	3	2	0	0	0	6	3	3	50
SM	0	0	2	0	0	0	0	2	2	3	100
TBH	0	0	0	1	0	2	0	3	2	6	67
TBR	1	0	0	0	3	1		5	3	5	60
TRd	0	0	0	1	0	3	1	5	3	6	60
TRe	2	0	0	0	1	0	0	3	2	1	67
Totais/Médias	18	17	25	25	25	13	1	124	3	4	64

6.2.5 Mapa de Resistividades

Utilizando as classes com maior frequência para os diversos tipos de solo obtêm-se as tabelas 6.4 e 6.5 que por sua vez, permitem a conclusão do Mapa de Resistividades do Estado de Santa Catarina, figura 6.2.

Tabela 6.4 – Resistividades de Solos de Santa Catarina – Resumo

Resistividade (ohm x metro)	Solos
até 250	AQa, TRe
250 a 500	CHa, HGPd, HOd,
500 a 1.000	Cd, Ce, PVLa, Re, SM
1.000 a 2.000	Ca, CBHa, LEa,
2.000 a 5.000	AQd, P, PVa, TBRa, LBRa
5.000 a 10.000	LBHa, TBHa, TRd

Tabela 6.5 – Características dos Solos de Santa Catarina

Tipo	Descrição	Características	Resistividade (ohm x metro)
AQa	Areias Quartzosas álicas	Arenoso, dunas, plano	até 250
AQd	Areias Quartzosas distróficas	Arenoso, dunas, plano	2.000 a 5.000
Ca	Cambissolo álico	Argiloso, Ondulado e Fort. Ondulado	1.000 a 2.000
CBHa	Cambissolo Bruno Húmico álico	Argiloso, pedregoso, rochoso, Ond. e Fort. Ondulado	1.000 a 2.000
Cd	Cambissolo distrófico	Argiloso, Plano e Suave Ondulado	500 a 1.000
Ce	Cambissolo eutrófico	M. Argiloso, Ondulado e Forte Ondulado	500 a 1.000
CHa	Cambissolo Húmico álico	Argiloso, Ondulado e Fort. Ondulado	250 a 500
HGHe	Glei Húmico eutrófico	Argiloso, plano e areias quartzosas	
HGPd	Glei Pouco Húmico distrófico	Argiloso, plano	250 a 500
HOd	Solos Orgânicos distróficos	Argiloso, plano	250 a 500
LBHa	Latossolo Bruno Húmico álico	Argiloso, Ondulado Suave	5.000 a 10.000
LBRa	Latossolo Bruno intermediário p/ Latossolo Roxo álico	Muito Argiloso, Ondulado Suave	2.000 a 5.000
LEa	Latossolo Vermelho-Escuro álico	Argiloso e Muito Argiloso, Ondulado	1.000 a 2.000
P	Podzólico Indiscriminado	Arenoso	2.000 a 5.000
PVa	Podzólico Vermelho-Amarelo álico	Argiloso, Cascalhoso, Ondulado	2.000 a 5.000
PVd	Podzólico Vermelho-Amarelo distrófico	Argiloso, Ondulado	
PVL a	Podzólico Vermelho-Amarelo Latossólico álico	M. Argiloso, Argiloso, Fortemente Ondulado	
Ra	Solos Litólicos álicos	Argiloso, granito, montanhoso	500 a 1.000
Re	Solos Litólicos eutróficos	Argiloso, granito, montanhoso	500 a 1.000
SM	Solos Indiscriminados e Mangue	Mangue	500 a 1.000
TBHa	Terra Bruna Estruturada Húmica álica	M. Argiloso, Argiloso e Pedregoso, Ondulado	5.000 a 10.000
TBRa	Terra Bruna Estruturada intermediária para Terra Roxa Estruturada álica	M. Argiloso, Argiloso e Pedregoso, Fortemente Ondulado	2.000 a 5.000
TBRd	Terra Bruna Estruturada intermediária para Terra Roxa Estruturada distrófica	M. Argiloso, Argiloso e Pedregoso, Fortemente Ondulado	
TRd	Terra Roxa Estruturada distrófica	M. Argiloso, Argiloso e Pedregoso, Fortemente Ondulado	5.000 a 10.000
TRe	Terra Roxa Estruturada eutrófica	M. Argiloso, Argiloso e Pedregoso, Fortemente Ondulado	
TVBa	Terra Vermelha-Brunada Estruturada álica	Argiloso, Ondulado Suave	até 250

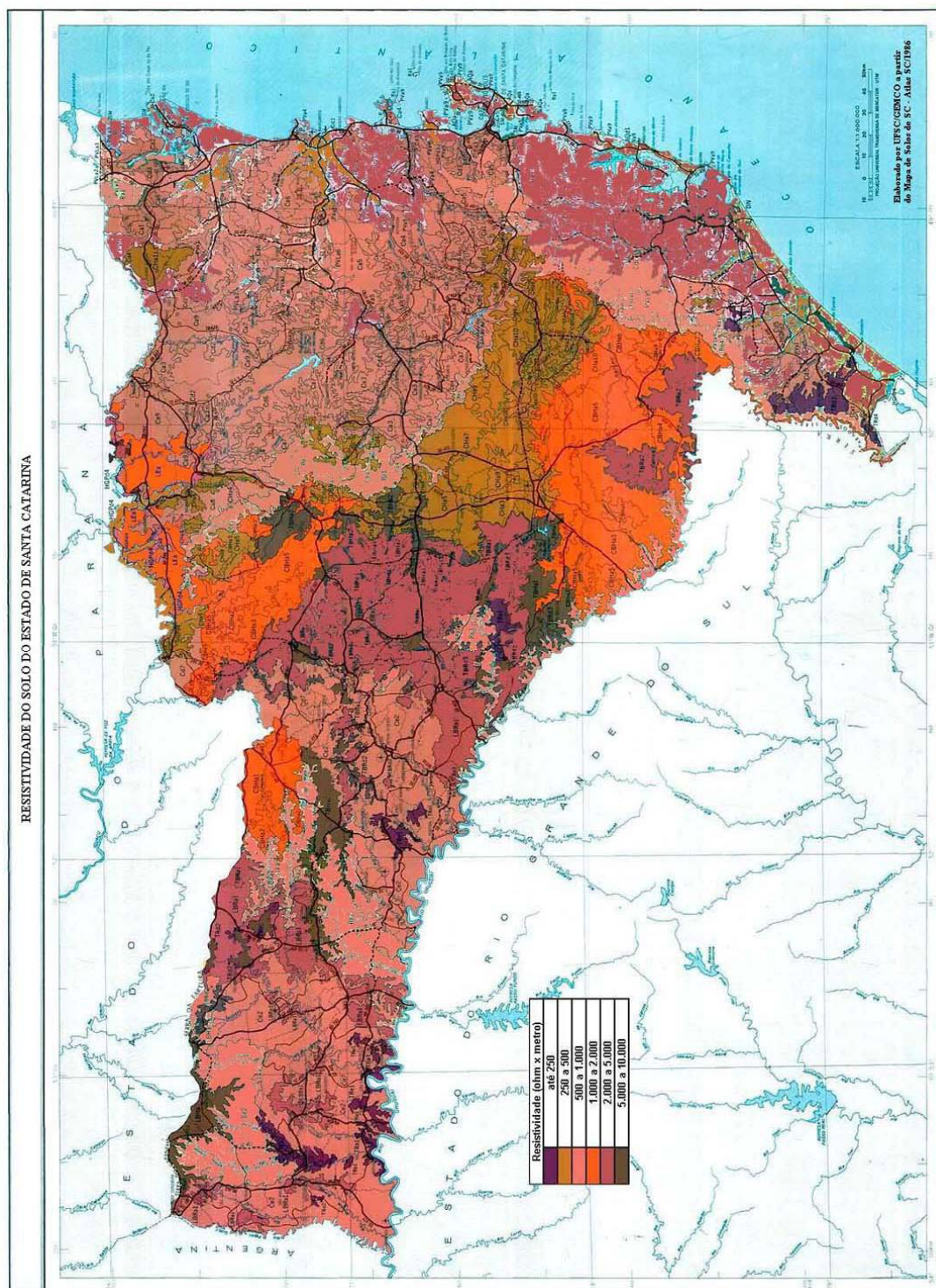


Figura 6.2 – Mapa de Resistividades dos Solos de Santa Catarina

6.3 Nível de Isolamento das Estruturas

Considerando a sua importância no desempenho dos sistemas de distribuição, optou-se por fazer um levantamento dos reais níveis de isolamento dos diversos tipos de estruturas utilizados no sistema CELESC de distribuição. Detalhes sobre este trabalho são apresentados a seguir.

6.3.1 Definição

O conceito de nível de isolamento está relacionado à suportabilidade do isolamento das estruturas utilizadas em redes de distribuição de energia elétrica, frente a tensões impulsivas de descargas atmosféricas. Dois valores de tensão são usualmente utilizados para a caracterização desta suportabilidade [13]:

- TSI, Tensão Suportável de Impulso Atmosférico. No passado utilizava-se o termo NBI (Nível Básico de Isolamento ou BIL – “*Basic Impulse Insulation Level*”);
- CFO (“*Critical Impulse Flashover Voltage*”), em português TDI (Tensão Disruptiva de Impulso Atmosférico).

A TSI é o valor de pico da tensão, expressa em kV (onda 1,2 x 50 µs), suportável pelo isolamento que em 90% das aplicações não provoca ruptura na isolação.

A CFO, também conhecida por V50%, corresponde ao valor de pico de uma tensão em kV, com forma de onda 1,2 x 50 µs, que em 50% das aplicações provoca uma ruptura no isolamento.

A NBR 6936 [10] apresenta a metodologia para os ensaios e determinação da CFO (V50%) e da TSI (V10%). Segundo esta norma estes valores podem ser correlacionados através da equação 6.1:

$$V_{10\%} = V_{50\%} (1 - 1,3z) \quad [6.1]$$

Onde:

z é o desvio padrão obtido no ensaio de V50% através do método de acréscimo e decréscimo (*up and down*).

6.3.2 Níveis de Isolamento Típicos

Os valores típicos de níveis de isolamento recomendados para redes de distribuição são os constantes da tabela 6.6, no entanto, os valores reais apresentados pelas

estruturas podem diferenciar em muito destes valores devido a fatores tais como tipos de materiais usados na composição das estruturas, densidade do ar, umidade, formato do material ou equipamento, afastamentos, etc.

Tabela 6.6 – Valores Típicos de Níveis de Isolamento

Tensão Nominal do Sistema (kV)	Níveis de Isolamento (kV)
13,8	95 110
23,1	125 150
34,5	170 200

6.3.3 Valores de CFO Obtidos em Laboratório

De acordo com a NBR 6936 [10], foram levantados em laboratório, valores de CFO das estruturas mais freqüentes no sistema de distribuição de Santa Catarina. Para isto, foram utilizados os laboratórios da UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais e FURB – Universidade Regional de Blumenau.

A tabela 6.7 apresenta os resultados de 14 diferentes configurações de montagem que foram submetidas aos ensaios. A coluna 1 da tabela indica o tipo de poste utilizado, se concreto (C) ou madeira (M). A coluna 2 indica a existência de estai e a distância, em milímetros, entre a instalação do mesmo e o isolador sob teste. A coluna 3 indica o tipo de cruzeta quando utilizada, se madeira (M) ou Concreto (C). A informação da quantidade de mãos francesas é de grande importância, pois o afastamento desta em relação ao isolador central interfere significativamente no nível de isolamento da estrutura e por isto está indicada na coluna 4. A coluna 5 indica o tipo de isolador usado de acordo com a numeração da figura 5.3 e a posição de instalação se vertical (V) ou horizontal (H). Na coluna 6 estão apresentados os menores valores de CFO encontrados para cada configuração, em termos de posicionamento e a seco ou sob chuva.

Tabela 6.7 – Valores Mínimos de CFO (kV)

Coluna	1	2	3	4	5	6
Linha	Poste	Estai	Cruzeta	Mão Francesa	Isolador	CFO
1	C		M	2	1	104
2	C		M	1	1	145
3	C		M	2	2	146
4	C		M	1	2	210
5	M	200			3V	206
6	M	400			3V	213
7	M	200			3H	209
8	M	400			3H	208
9	M		M	1	3	233
10	C		C		1	128
11	C		C		2 _{porcelana}	145
12	C		C		2 _{vidro}	136
13	C				3H	172
14	C				3V	179

As figuras 6.3 e 6.4 mostram as instalações utilizadas e 6.5 e 6.6 apresentam disrupções sob chuva, provocadas por onda de tensão $1,2 \times 50 \mu s$ em isoladores tipo *hi-top* de porcelana e dois corpos de vidro.



Figura 6.3 – Montagem Laboratório UFMG



Figura 6.4 – Montagem Laboratório FURB

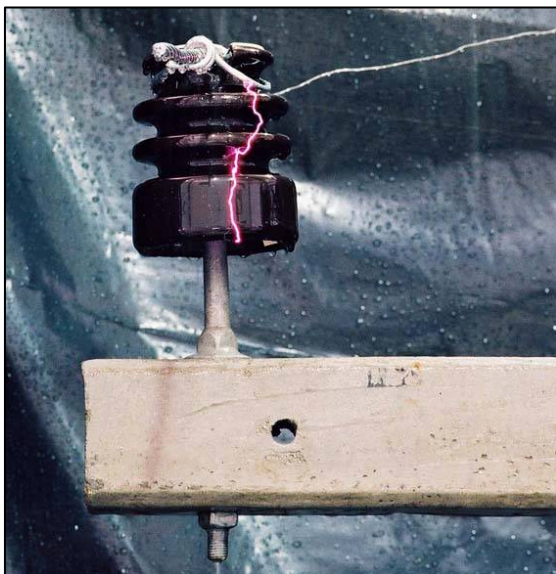


Figura 6.5 – Disrupção em Isolador de Porcelana



Figura 6.6 – Disrupção em Isolador de Vidro

6.3.4 Níveis de Isolamento das Redes de Distribuição CELESC

Considerando o levantamento efetuado em 5.6 e os valores mínimos de CFO obtidos em laboratório é possível avaliar a frequência de ocorrência de valores de CFO nas redes de distribuição da CELESC. A tabela 6.8 apresenta valores obtidos a partir dos 46 quilômetros inspecionados. Para os tipos de estruturas encontrados e não ensaiados em laboratório, calculou-se os valores de CFO de acordo com o parágrafo 6.2 do Guia IEEE 1410 [5].

Tabela 6.8 – CFO de Estruturas Usadas no Sistema de Distribuição CELESC

Classe (kV)	Estruturas 13,8 kV		Estruturas 23,1 kV	
	<i>f</i>	<i>p</i>	<i>f</i>	<i>p</i>
≤120	44	17,39	0	-
120 a 140	121	65,22	142	36,04
140 a 160	28	76,28	84	57,36
160 a 180	54	97,63	148	94,92
>180	6	100,00	20	100,00
Total	253		394	
Mediana (kV)	134		153	

O valor *f* representa a quantidade de valores que ocorrem em cada classe enquanto que *p* é o valor acumulado de *f* expresso em percentual do total.

O valor mediano de CFO para o sistema de distribuição com tensão nominal de 13,8 kV é 134 kV e apenas 35% das estruturas apresentam CFO superior a 140 kV. Para o sistema de 23,1 kV a mediana é 153 kV e 64% das estruturas apresentam CFO superior a 140 kV.

6.4 Perfil do Sistema de Distribuição CELESC

De acordo com, ensaios laboratoriais, avaliação de relatórios de desempenho, características regionais e pesquisas de campo, é possível classificar o sistema CELESC de distribuição em cinco regiões distintas: Oeste, Meio Oeste, Planalto, Vale do Itajaí e Litoral. A tabela 6.9 mostra informações importantes nas análises e conclusões deste trabalho e as diferenças entre os números relativos a cada região indicam claramente a necessidade de se estudar soluções para os problemas de forma regionalizada.

Além dos dados da tabela abaixo, são importantes também algumas características construtivas das redes:

- Altura dos postes da rede primária variando de 10 a 13 metros com engastamentos de 1,6 e 1,9 metros;
- Largura das cruzetas entre 2 e 2,4 metros.

Tabela 6.9 – Perfil do Sistema CELESC de Distribuição

Região	Oeste	Meio Oeste	Planalto	Vale do Itajaí	Litoral	Sistema
N_g (raios/km ² /ano)	12	10	8	6	6	9
Rede MT (%)	26,73	15,18	25,68	17,23	15,18	100,00
Carga (%)	15,19	9,44	14,32	20,17	40,89	100,00
Rede/área (km/km ²)	0,99	0,70	0,49	0,78	0,67	0,69
Carga/km RD (kVA/km)	29,85	32,69	29,30	61,50	141,61	52,56
Consumidores por km RD	14	13	14	33	102	31
CFO Médio Estruturas (kV)	150	148	166	146	134	150
Ocorrências Causa 70 (n.º/100 km RD/ano)	43	37	26	31	25	32
DEC Causa 70 (horas)	17,8	12,5	9,4	15,2	6,0	10,0

6.5 Planilha de Cálculo RMT-1

Tendo em vista o significativo número de variáveis e operações matemáticas envolvidas, nos cálculos e análises que serão apresentados nos próximos sub-capítulos será utilizada a planilha de cálculo RMT-1.XLS. Esta planilha, elaborada a partir do desenvolvimento matemático apresentado nos capítulos 3 e 4, é a versão 1 de um programa ainda em desenvolvimento usando o *Microsoft Excel* e *Visual Basic* (para a confecção de macros). O objetivo desta ferramenta é facilitar a análise de dados e avaliação de resultados de forma a auxiliar projetistas no processo de decisão e/ou definição de modelos de estruturas para redes aéreas de distribuição de energia elétrica em função dos níveis de proteção exigidos, retorno do investimento necessário e características regionais.

Nesta versão aqui apresentada, estão desenvolvidos 3 tipos de cálculo: estimativa de interrupções para redes com e sem neutro; fator de blindagem em redes localizadas em regiões com obstáculos e custos das interrupções.

Estão em desenvolvimento outros módulos tais como avaliação de projetos com cabos de cobertura e locação de para-raios, de forma a completar todos os cálculos

necessários para a tomada de decisão quando da elaboração de estudos de sobre-tensões em redes de distribuição.

A opção por desenvolver este programa através do Microsoft Excel deve-se ao seu baixo custo e grande facilidade de implantação. Atualmente, quase todos os microcomputadores disponíveis nas empresas possuem o Office da Microsoft e são operados por profissionais de nível técnico ou universitário.

Informações detalhadas sobre o desenvolvimento e utilização desta estão apresentadas do decorrer deste capítulo e no anexo I.

6.6 Efetividade entre Valores Previstos e Observados

Simulando-se as condições informadas em 6.4 na planilha RMT-1.XLS chega-se aos resultados constantes da tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Efetividade entre Valores Observados e Calculados

Região	Ng (raios/km ² /ano)	CFO Médio Estruturas (kV)	Ocorrências Causa 70 (n.º/100 km RD/ano)	Interrupções Previstas		Fator de Efetividade	
				Sf=0	Sf≠0	Sf=0	Sf≠0
1	2	3	4	5	6	7	8
Oeste	12	150	43	147	106	0,29	0,41
Meio Oeste	10	148	37	123	90	0,30	0,41
Planalto	8	166	26	97	64	0,27	0,41
Vale do Itajaí	6	146	31	74	55	0,42	0,56
Litoral	6	134	25	75	59	0,33	0,42
Sistema	9	150	32	110	80	0,29	0,40

As colunas 7 e 8 da tabela mostram coeficientes de efetividade entre valores previstos (ou calculados) de interrupções e valores observados de ocorrências. Percebe-se boa uniformidade nestes coeficientes e, excetuando-se a região do vale do Itajaí, apresentam valores médios em torno de 30% para redes em campo aberto ($Sf=0$) e 41 % para redes localizadas em regiões urbanas ou arborizadas que possuem algum fator de proteção ($Sf\neq 0$). Ou seja, os valores calculados apresentam-se bastante superiores aos valores efetivamente observados.

Fatores que podem influenciar neste coeficiente de efetividade:

- Os índices apresentados na coluna 4 referem-se a ocorrências, ou seja, desligamentos permanentes que requerem atendimento pelas equipes de manutenção da Empresa. Dependendo da localização da estrutura, uma disrupção em isolador pode causar apenas um desligamento temporário, devido à presença de religadores e chaves fusíveis religadoras;

- Muitas interrupções classificadas como *a investigar*, podem ter sido causadas por *descargas atmosféricas*;
- O fator de blindagem em redes localizadas em vales, regiões urbanas ou arborizadas deve ser bastante significativo, o que foi constatado nos levantamentos de campo, podendo atuar também na proteção contra tensões induzidas;
- Em regiões urbanas, existe um número significativo de pára-raios nos muitos transformadores instalados o que reduz o nível de sobre-tensão no sistema;
- Os valores de densidade de descargas utilizados nos cálculos são médias anuais, e não valores reais medidos;

6.7 Influência das Descargas Diretas

A análise dos números e os levantamentos em campo indicam que a localização da rede mostrou-se ser um fator importante no seu desempenho.

Redes em vales ou em regiões urbanas apresentam menor número de interrupções, independentemente do seu CFO, do que redes localizadas em planaltos livres de obstáculos que possam interferir na ação das descargas diretas.

Isto pode ser explicado pelo gráfico da figura 6.7 obtido a partir de cálculos da planilha RMT-1. Redes com fator de blindagem (S_f) próximo de zero estão sujeitas às descargas diretas. De acordo com o apresentado nos capítulos 3 e 4 o nível de isolamento das estruturas pouco influencia no desempenho da rede frente às descargas diretas. As curvas $S_f=0$, do gráfico mostram que o número de interrupções em uma rede com CFO igual a 170 kV é praticamente o mesmo de uma rede com CFO igual a 300kV, independente da existência ou não de condutor neutro.

Modelos mais antigos de previsão de interrupções usavam o fator 3H (3 vezes a altura da rede para cada lado) para a previsão de descargas diretas. Isto representava um número 50% menor de interrupções por descargas diretas, o que diminuía sua importância frente às disrupções provocadas por tensões induzidas.

6.8 Influência do Nível de Isolamento das Estruturas

Redes com S_f próximo de um, ficam submetidas apenas às tensões induzidas por descargas que atingem obstáculos próximos e neste caso o isolamento da estrutura tem grande influência. As curvas $S_f \neq 0$ da figura 6.7 indicam que uma rede com CFO igual a 100 kV provavelmente terá o dobro de interrupções do que uma rede com CFO igual a 200 kV. Portanto em redes localizadas em regiões que propiciam proteções naturais o nível de isolamento é um fator importante a ser considerado.

Em redes com cabo de cobertura o nível de isolamento associado à resistência de aterramento é fator preponderante para a eficiência destas.

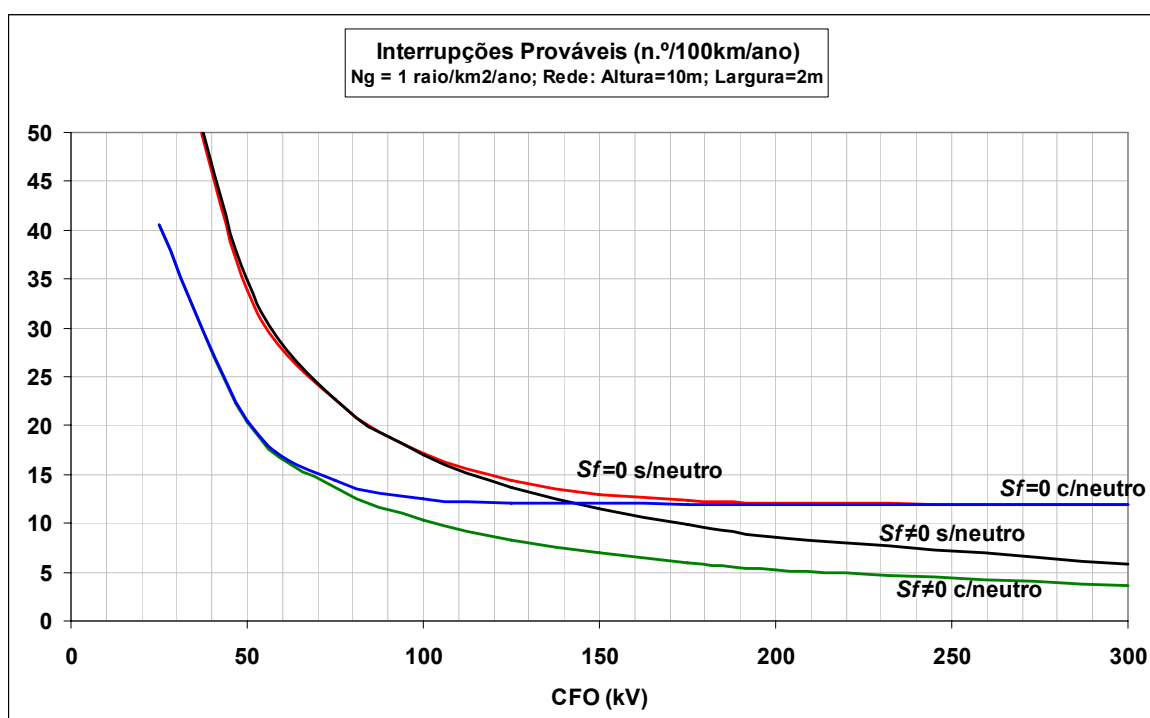


Figura 6.7 – Interrupções Prováveis em Circuitos Com e Sem Blindagem

6.9 Custos de Interrupção Devido às Descargas Atmosféricas.

Através de uma análise dos relatórios anuais de continuidade de fornecimento da Empresa, é possível relacionar o número de ocorrências do sistema com o respectivo DEC. A tabela 6.11 mostra valores médios anuais da contribuição das causas ambientais para a composição do DEC total do sistema CELESC. Nesta percebe-se

que o tempo médio para restabelecimento do sistema difere significativamente dependendo do tipo de causa e região onde ocorre o desligamento.

Tabela 6.11 – DEC/Ocorrências Devido às Causas Ambientais

AGÊNCIA REGIONAL	DEC/Ocorrências (s)			
	Causa 70	Causa 62	Causa 72	Causa 79
FNS	0,21	1,18	0,40	0,41
BNU	0,37	0,99	0,28	0,53
JVE	1,46	1,04	0,59	0,57
LGS	0,35	1,30	0,26	1,60
VII	0,35	1,84	0,19	0,41
CDA	0,17	1,12	0,09	0,49
JGS	0,64	0,48	0,21	0,31
JCA	0,23	0,95	0,16	0,27
CUA	0,43	0,61	0,14	0,47
SGE	0,19	0,77	0,11	0,30
TRO	0,43	0,46	0,19	0,66
RSL	0,37	1,26	0,21	0,32
MFA	0,39	2,72	0,21	0,72
SBS	0,27	1,09	0,09	0,32
IAI	0,59	0,74	0,26	0,27
CCO	0,28	0,80	0,22	0,34
TOTAL	0,33	1,09	0,19	0,41

Para a causa 70 especificamente, observa-se um tempo médio de 33 segundos. Ou seja, de acordo com os relatórios de continuidade de fornecimento, cada ocorrência devido à causa 70, contribui para o DEC total da Empresa o equivalente a 33 segundos.

Substituindo-se este valor na equação 4.19 pode-se estimar a energia interrompida e conseqüentemente estimar os custos impostos à Empresa pela ação das descargas atmosféricas.

Utilizando-se valores típicos de fator de carga e fator de potência iguais a 0,66 e 0,9 respectivamente para uma carga instalada de 3.246,08 MVA (tabela 5.1) obtém-se uma energia interrompida igual a aproximadamente 178 kWh por ocorrência.

Considerando o perfil de consumo da tabela 5.2 e os preços atuais do dólar e das tarifas de energia elétrica, conclui-se que cada ocorrência no sistema devido a descargas atmosféricas custa para o Estado de Santa Catarina aproximadamente R\$1.078,00.

Supondo que o número de ocorrências/ano seja mantido, anualmente o Estado perde mais de 22 milhões de reais só pelos desligamentos provocados por raios.

Evidentemente, os valores apresentados na tabela 6.11 podem variar com o decorrer dos anos, assim como certamente haverá um aumento anual da carga instalada no sistema. Isto evidencia a necessidade de atualizações periódicas de todas as variáveis envolvidas na estimativa destes custos.

7 CONCLUSÕES

7.1 Qualidade dos Dados

A implantação dos sistemas GeneSis e SIMO na CELESC facilitou significativamente a obtenção e o tratamento de informações, reduzindo exaustivos trabalhos manuais.

A pesquisa em diversas áreas resultou numa grande quantidade de informações sobre o sistema de distribuição, porém alguns dados importantes para a pesquisa, como desligamentos com menos de 1 minuto ou religamentos, não estão facilmente disponíveis.

Quanto à confiabilidade, na grande maioria das vezes, dados obtidos em relatórios foram confirmados nos levantamentos em campo, assim como avaliações temporais apresentaram boa concordância com as características dos parâmetros pesquisados, ou seja, de uma forma geral, os dados mostraram-se confiáveis. No entanto, no tratamento dos dados de continuidade de fornecimento, percebeu-se que em determinadas regionais, elevado número de ocorrências é classificado como *A investigar*, ou seja, causa desconhecida, fato este que pode conduzir a erros de interpretação.

7.2 Diagnóstico do Sistema CELESC de Distribuição

Ensaio laboratoriais, avaliação de relatórios de desempenho, características regionais e pesquisas e medições de campo permitiram um amplo diagnóstico do Sistema CELESC. Informações contidas nos capítulos 5 e 6 podem ser úteis para futuros trabalhos de pesquisa, principalmente por estarem apresentadas de forma regionalizada, propiciando alternativas de análise de propostas de soluções.

7.3 Efetividade do Modelo Matemático

A simulação das características físicas e ambientais dos diversos sistemas regionais de distribuição de Santa Catarina na planilha de cálculo RMT-1 apresentou previsão de interrupções muito superiores aos valores de ocorrências observados. Em média, o

número de ocorrências efetivas representou apenas 41% das interrupções prováveis, considerando o sistema com alguma blindagem.

As principais causas para o aparecimento deste fator de efetividade devem ser as faltas temporárias, muito comuns pelas próprias características do fenômeno descarga atmosférica, os diferentes fatores de blindagem que ocorrem em redes localizadas em vales, regiões urbanas ou arborizadas e as faltas classificadas como desconhecidas (causa 79).

No entanto, exceto para a região do vale do Itajaí, observou-se excelente uniformidade entre os coeficientes de efetividade calculados para as diversas regiões. Isto leva a conclusão de que é possível a utilização deste fator em cálculos de previsão de ocorrências no sistema de distribuição de Santa Catarina.

7.4 Custo das Descargas para o Estado de Santa Catarina

A aplicação da metodologia apresentada no capítulo 4 em dados do sistema CELESC, resulta num custo para uma única ocorrência provocada por descarga atmosférica de aproximadamente R\$ 1.080,00. Considerando o número médio de ocorrências por ano, chega-se a um custo superior a 22 milhões de reais/ano para o Estado de Santa Catarina. Considerando que boa parte deste custo é arcada pela sociedade, a qual é submetida a inúmeros transtornos sempre que uma interrupção acontece e sendo a CELESC uma empresa estatal, justifica-se plenamente o investimento em pesquisas que visem à redução de ocorrências no seu sistema de distribuição de energia.

7.5 Sugestões para Melhoria do Desempenho do Sistema

7.5.1 Padrão de Estruturas

A partir dos resultados da análise efetuada no capítulo 6, conclui-se que simplesmente aumentar o nível de isolamento das estruturas usadas nas redes não irá proporcionar redução significativa nos índices de desligamentos por descargas.

Percebeu-se nas inspeções de campo que redes localizadas em regiões livres de proteções naturais, são muito comuns tanto na região do planalto como em todo o oeste do Estado. Isto leva a concluir pela necessidade de se reduzir o impacto das descargas diretas sobre o sistema de distribuição. Somente na agência Lages, onde a

grande maioria das redes está localizada em campo aberto (vide figura 5.19) existe a probabilidade de cerca de 3000 ocorrências/ano por descargas diretas.

Quanto às redes localizadas em regiões urbanas tais como o vale do Itajaí e Litoral, avaliações dos resultados indicam que um sistema totalmente constituído de redes com isoladores tipo pilar (CFO mínimo 170 kV) e condutor neutro multi-aterrado apresentaria um índice de ocorrências médio 30% menor do que os valores hoje registrados.

7.5.2 Condutor Neutro

Segundo a bibliografia pesquisada, o condutor neutro é responsável por significativa redução do nível de sobretensão na rede. O roubo indiscriminado de condutores de cobre e alumínio tem inviabilizado sua utilização em estruturas convencionais de redes localizadas em áreas rurais e periferia de cidades. Uma solução viável que, além de evitar o roubo irá contribuir para a melhoria significativa do desempenho da rede, é a transferência do seu ponto de instalação para a parte superior do poste, acima do circuito primário. Esta solução serve para os casos em que não existe o circuito secundário, evidentemente.

7.6 Sugestões para Novos Estudos

7.6.1 Fator de Blindagem

A quantidade de estudos a respeito das descargas atmosféricas e seus efeitos sobre redes e linhas de distribuição e transmissão é elevada. No entanto, existem ainda muitas incertezas sobre diferenças entre valores observados e cálculos efetuados de acordo com a bibliografia existente. Entre os vários fatores que podem ser responsáveis por estas divergências, está o fator de blindagem e sua influência nos níveis de desligamentos das redes.

Obstáculos próximos às redes podem protegê-las contra as descargas diretas, porém dependendo da sua localização podem atrair descargas que induzirão elevadas tensões sobre as mesmas. Estudos de trechos de redes com características conhecidas são possíveis, porém estes cálculos são praticamente inviáveis, haja vista a grande diversidade no relevo, vegetação e edificações num mesmo ramal ou alimentador de distribuição.

O modelo sugerido por Rusk [5] para a estimativa de interrupções em redes protegidas apresenta valores irreais quando aplicado a sistemas com elevados níveis de isolamento. Em contrapartida, a simples aplicação de fatores de blindagem sobre os cálculos finais efetuados para redes em campo aberto mascara a influência das tensões induzidas.

Estudos em redes piloto com características conhecidas e bem monitoradas, poderão sugerir novos métodos de cálculo para esta variável.

7.6.2 Extinção de Arco devido à Disrupção em isoladores

Nos cálculos de previsão de interrupções considera-se que sempre que ocorre uma disrupção na rede, ocorre um desligamento que pode ser temporário ou permanente, dependendo da proteção de retaguarda. Questiona-se, no entanto, a possibilidade da extinção do arco sem a atuação da proteção em pontos da rede distantes dos equipamentos de proteção, com baixos níveis de curto circuito e muito comuns nos sistemas de distribuição. Segundo [5], estudos realizados por Mat Darveniza indicam que no caso específico de redes com cruzetas de madeira, algumas disrupções podem não se transformar em interrupção, pela capacidade de extinção de arco desta.

7.6.3 Aterramento

Para o problema das descargas diretas, soluções possíveis são: o uso freqüente de pára-raios ao longo das redes e/ou estruturas com cabos de cobertura. Segundo a bibliografia existente a eficácia destes tipos de estrutura depende significativamente da qualidade do aterramento da rede.

O trabalho apresentado em 6.2 serve de ponto de partida para a definição de possíveis padrões de estruturas para redes em campo aberto, no entanto, uma análise dos resultados ali apresentados indica valores baixos de probabilidade de ocorrência para alguns tipos de solos.

Por este motivo, entende-se que novas pesquisas devem ser elaboradas objetivando o aprimoramento deste trabalho e para os quais destacam-se alguns pontos importantes a ser considerados:

- Confiabilidade dos dados contidos no mapa de solos:

Ao final deste trabalho, tomou-se conhecimento da publicação de um mapa revisado de solos para o Estado de Santa Catarina [27]. Ao compará-lo com o mapa utilizado neste estudo observam-se grandes diferenças.

- O número de medições efetuadas deve ser aumentado de forma a garantir maior precisão nos resultados.
- O fator umidade interfere significativamente no resultado final, por isso um critério mais rigoroso deve ser adotado ao se classificar as condições em que o solo foi medido.
- Os métodos de estratificação do solo também incorrem em erros, e novos estudos devem ser feitos no sentido de aprimorá-los para as condições do trabalho em questão.

7.6.4 Geral

Todo o desenvolvimento deste trabalho foi realizado a partir de relatórios e informações armazenadas num período de quatro anos, tendo em vista mudanças nos sistemas de gerenciamento de dados. Este pode ser considerado um prazo relativamente curto o que pode reduzir a precisão dos resultados, principalmente pela característica sazonal do fenômeno. Entende-se que o sistema de detecção e localização de descargas, em fase final de implantação, deverá contribuir para melhorar a qualidade das informações em futuros trabalhos e com isso confirmar ou ajustar valores e conclusões aqui apresentadas.

ANEXO 1 – PLANILHA DE CÁLCULO RMT-1.XLS

7.7 Introdução

Esta planilha de cálculo tem como finalidade a execução de cálculos visando à estimativa de interrupções em redes aéreas de distribuição de energia elétrica e seus respectivos custos e todo o seu desenvolvimento matemático foi feito a partir dos modelos constantes dos capítulos 3 e 4.

A versão 1 aqui apresentada calcula, além do custo e do número de interrupções previstos para redes com e sem neutro, também o fator de blindagem em redes localizadas em regiões com obstáculos de características conhecidas.

Estão em desenvolvimento outros módulos tais como avaliação de projetos com cabos de cobertura e locação de para-raios, de forma a completar todos os cálculos necessários para a tomada de decisão quando da elaboração de projetos de redes.

7.8 Descrição da Planilha

7.8.1 Entrada de Dados

Neste segmento da planilha, devem ser inseridos os dados relativos às características da rede e região onde esta deverá ser implantada.

A figura A, imagem da sub-planilha DADOS, onde é possível visualizar os dados necessários (células brancas) e os botões de opção dos cálculos disponíveis.

O botão “Verificar Interrupções” remete a sub-planilha INT, enquanto que o botão “Avaliar Blindagem” remete a sub-planilha BLIND.

7.8.2 Cálculo de Interrupções e Respectivos Custos

A sub-planilha INT (figura B) apresenta graficamente as distâncias y_{\max} e y_{\min} , relativas às tensões induzidas e descargas diretas respectivamente, e informações dos números de interrupções e respectivos custos anuais, de acordo com os dados fornecidos.

Os cálculos para confecção de INT são efetuados em INTcalc, cálculos matemáticos, INTgraf, montagem gráfica e CUSTOS, que como o nome indica, avalia o custo de uma interrupção por descarga atmosférica (vide figuras C, D e E).

A sub-planilha CUSTOS deve ser atualizada sempre que houver variações no perfil do sistema, valores de tarifas e variações significativas no histórico dos relatórios de continuidade de fornecimento da concessionária.

Microsoft Excel - RMT-1

RMT-1
INTERRUPÇÕES EM REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO POR AÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

PREVISÃO DE INTERRUPÇÕES

Dados da Rede

Altura da Estrutura (h em metros)	10,00
Largura da Estrutura (b em metros)	2,00
Densidade de Descargas (GFD em raios/km ² /ano)	10,00
Impedância de Surto da Rede (Z _s em Ohms)	400
Nível de Isolamento da Estrutura (CFO em kV)	150
Condutor Neutro (S/N)	s

Verificar Interrupções

BLINDAGEM

Dados dos Obstáculos

Posição	Altura (h _o em metros)	Distância da RD (y em metros)
Direita	15	80
Esquerda	10	50

Avaliar Blindagem

Microsoft Excel - RMT-1

Pronto

7 - Desemp...

ANEXO 1 - ...

RMT-1

DADOS_20...

17:50

Figura H – RMT1: Entrada de Dados

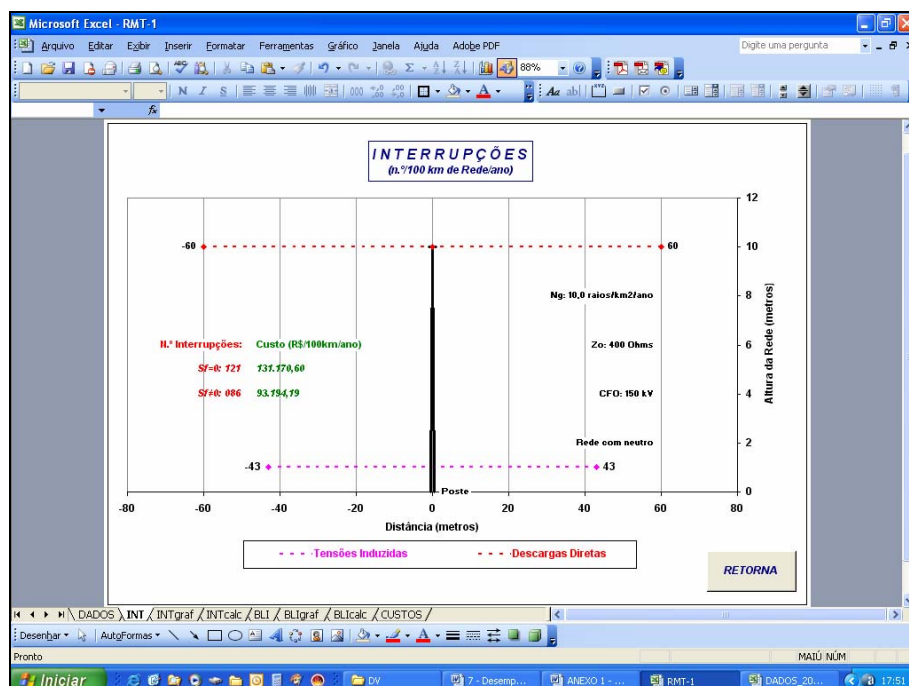


Figura I – RMT1: Avaliação das Interrupções e Custos

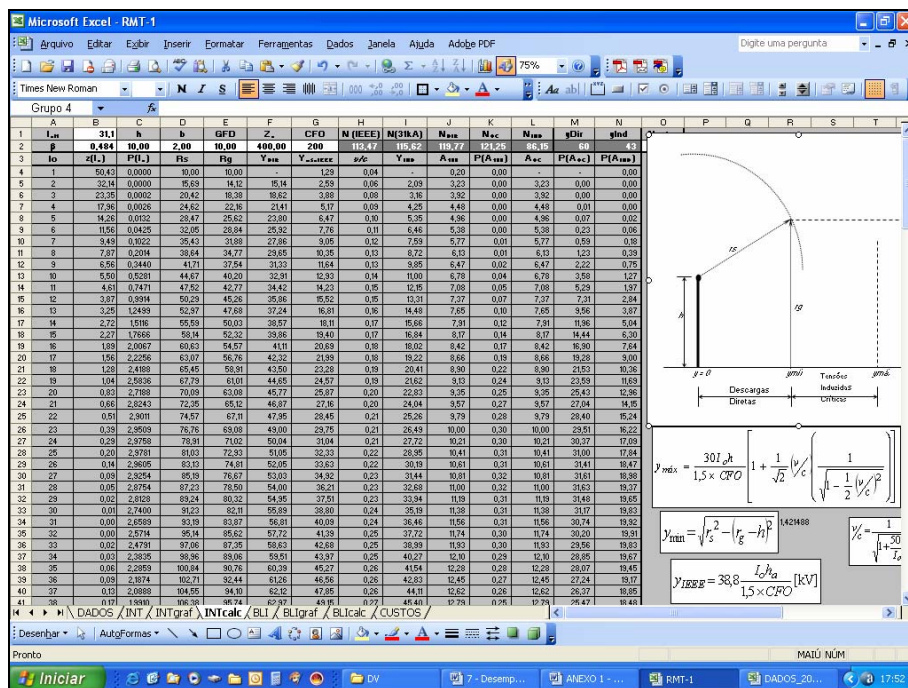


Figura J – RMT1: Cálculo das Interrupções Prováveis

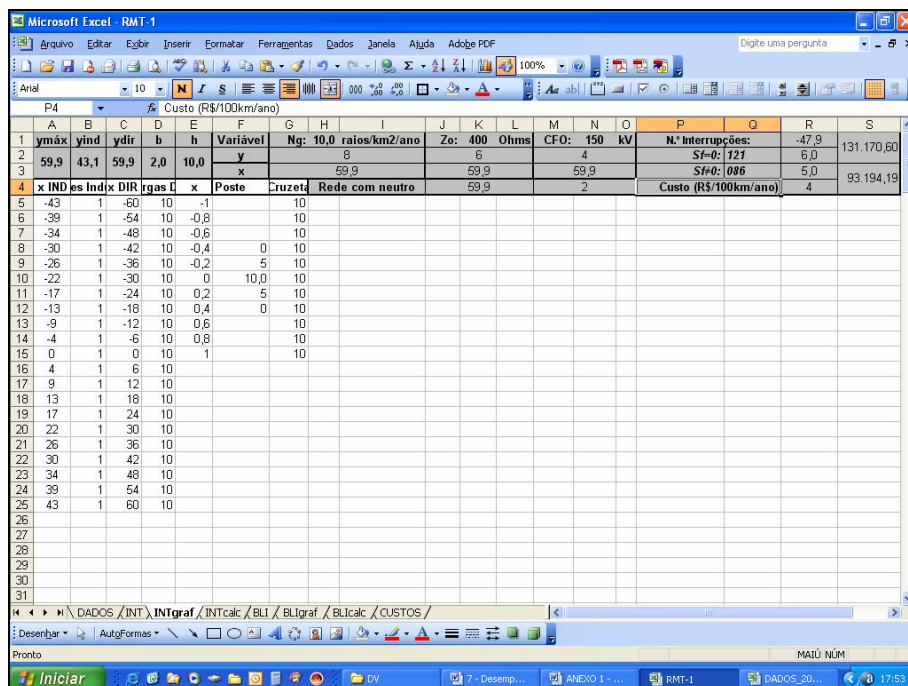


Figura K – RMT1: Cálculos para Montagem Gráfica

Classe de Consumo	Consumo (%)	Consumidores (%)	DEC Causa 70 (horas)	Tarifas (R\$/kWh)	Custo Social (US\$/kWh)	Atendimento US\$/Ocorrência	Dólar (R\$)
Residencial	22,4	77,69	2,38	0,3281	1,17	40	2,50
Rural	10,7	10,69		0,19496	1,17		
Comercial	15,36	7,9	N.º Interrupções Causa 70	0,31102	3,25		
Industrial	43,49	2,8	25.830	0,24346	1,75		
Outros	8,05	0,92		0,24575	7,34		
Médio ou Total	100	100		1,00	5,60	100,00	

Classe de Consumo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Fator de Potência	Fator de Carga	Carga do Sistema (kVA)	E _{ca} (kWh)	C _{ca} (R\$)	C _{cc} (R\$)	C _{cc} (R\$)	Custo Total (R\$/Interrupção Causa 70)
Residencial	1,01	1,33	0,90	0,66	3.246,080	177,86	47,58	994,21	40,00	1.081,79
Rural	1,01	1,33								
Comercial	1,00	5,50								
Industrial	0,75	2,75								

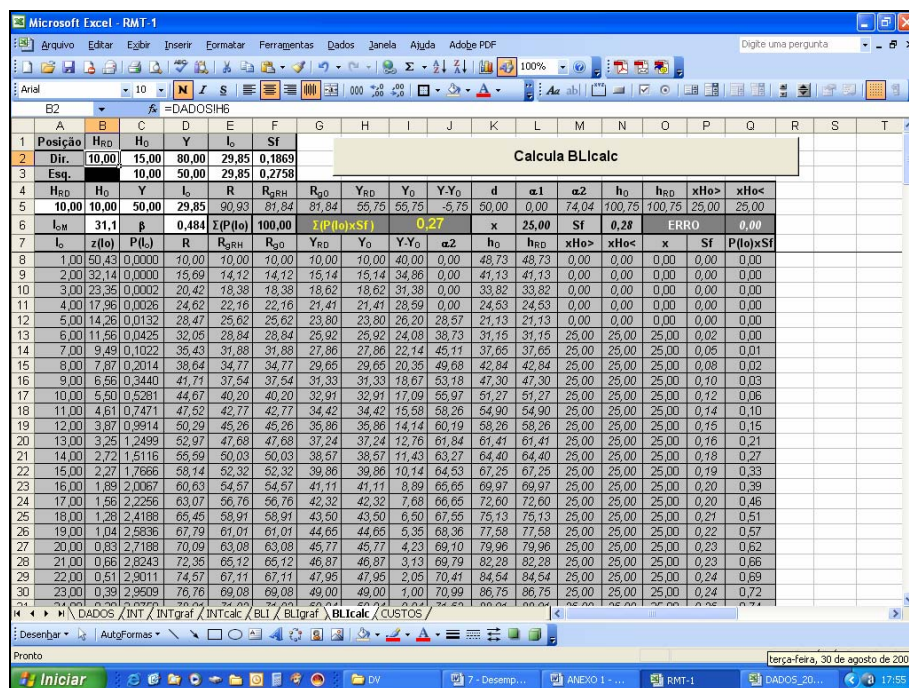
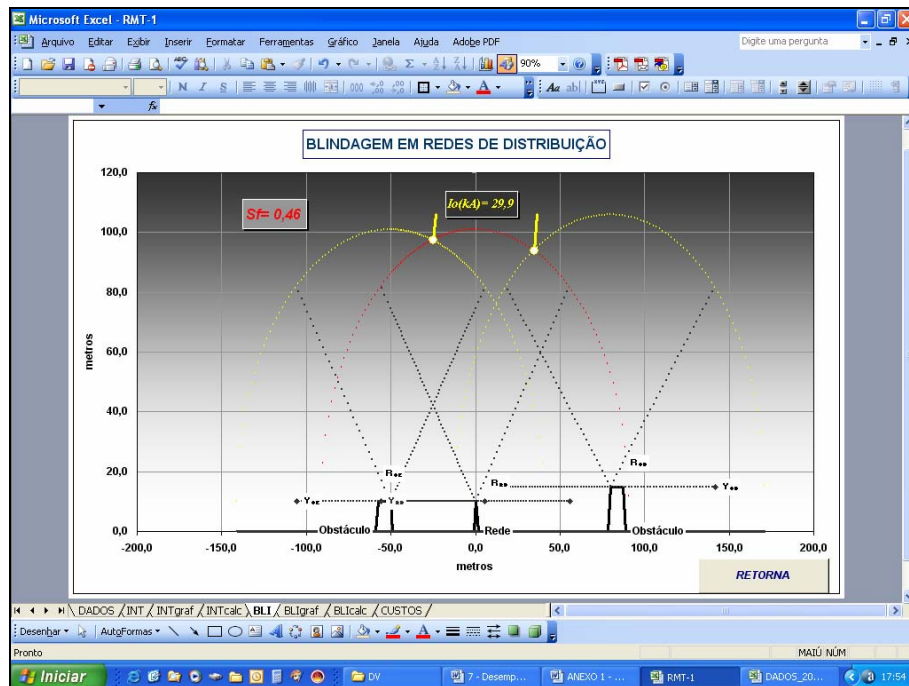
Figura L – RMT1: Cálculo do Custo de Interrupção

7.8.3 Cálculo do Fator de Blindagem

O fator de blindagem para trechos de redes com mesmas características, localizados em regiões urbanas ou arborizadas é calculado pela sub-planilha BLIcalc, e mostrado graficamente em BLIgraf através dos cálculos efetuados em BLIgraf (vide Figuras F, G e H).

7.8.4 Considerações Finais

Por tratar-se de um programa em desenvolvimento as planilhas estão apresentadas com as barras de ferramentas, as quais serão retiradas na versão final. As células contendo equações e dados de transferência podem ser bloqueadas e/ou ocultas. Aos usuários, somente serão liberadas as células de entrada de dados. Atualizações somente poderão ser feitas através de senha.



Microsoft Excel - RMT-1

Arquivo Editar Exibir Inserir Formatar Ferramentas Dados Janela Ajuda Adobe PDF

29,8509219577954

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
	H _{RD}	H ₀	Y	I ₀	R	R _{RD}	R ₀	Y _{RD}	Y ₀	Y _{Y0}	h _{max}	d	α1	α2	h ₀	h _{RD}	xH ₀	xH _{RD}	x	Sf
1																				
2	10,00	15,00	80,00	29,85	90,93	81,84	81,84	55,75	61,65	18,35	106	80,16	3,58	63,85	102,64	99,06	34,91	0,00	34,91	0,19
3		10,00	60,00						55,75	-5,75		50,00	0,00	74,04	100,75	100,75	25,00	25,00	-25,00	0,28
4	x	Rede	Obstáculo	A _{0E}	A _{RD}	A _{0D}	Y _{0E}	Y _{RD}	Y _{0D}	R _{0E}	R _{RD}	R _{0D}	Base		h ₀	h _{RD}	xH ₀	xH _{RD}	x	Erro
5	-140,93			10,00	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0		h _e	97,43	97,43	97,43		
6	-139,11			28,10	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0		Y _{RD}	55,75	10,00	lo(kA)= 29,9		
7	-137,30			35,46	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0			-55,75	10,00	34,91	93,97	
8	-135,48			41,02	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0		Y _{0E}	-105,75	10,00	36,51	105,93	
9	-133,66			45,54	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0			5,75	10,00	29,9 kA		
10	-131,84			49,54	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0		Y _{0D}	18,35	15,00	-25,00	97,43	
11	-130,02			53,19	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0			141,65	15,00	-23,40	105,93	
12	-128,20			56,40	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0		Sfcalc=	0,46		Sf= 0,46		
13	-126,38			59,34	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
14	-124,57			62,05	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
15	-122,75			64,56	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
16	-120,93			66,90	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
17	-119,11			69,10	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
18	-117,29			71,16	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
19	-115,47			73,11	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
20	-113,65			74,94	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
21	-111,83			76,67	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
22	-110,02			78,31	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
23	-108,20			79,87	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
24	-106,38			81,35	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0							
25	-104,56			82,75	0,00	0	10	0	0	80,308	0	0	0							
26	-102,74			84,08	0,00	0	10	0	0	77,965	0	0	0							
27	-100,92			85,34	0,00	0	10	0	0	75,621	0	0	0							
28	-99,10			86,54	0,00	0	10	0	0	73,278	0	0	0							
29	-97,29			87,67	0,00	0	10	0	0	70,934	0	0	0							
30	-95,47			88,75	0,00	0	10	0	0	68,59	0	0	0							
31				89,77	0,00	0	10	0	0	66,347	0	0	0							

Calcula BLigraf

DADOS / INT / INTgraf / INTcalc / BLI / BLigraf / BLIcalc / CUSTOS /

Desenhar AutoFormas

Pronto

MAIO NÚM

Iniciar

7 - Desemp... ANEXO 1 - ... RMT-1 DADOS_20... 17:55

Figura O – RMT1: Cálculos para Montagem Gráfica do Fator de Blindagem

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE, *ELAT – Grupo de Eletricidade Atmosférica*, <http://www.dge.inpe.br/elat>. Acesso em 11/04/2004
- [2] ABNT. *Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas*, NBR 5419. Rio de Janeiro, 2001.
- [3] NLSI - National Lightning Safety Institute, http://www.lightningsafety.com/nlsi_info/lightningmaps/worldlightning.html. Acesso em 09/12/2004
- [4] HUSE, J., Lightning Surge Protection in Low Voltage Electric Power Distribution Systems, Including Consumers Installations and Equipment. Compact Course. In: V INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION. Proceedings. São Paulo, Brazil, 1999, IEE/USP. P.325-361.
- [5] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. *IEEE Guide for Improving Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*, IEEE Std 1410. New York, 2004.
- [6] NASA - Global Hydrology and Climate Center (GHCC), <http://thunder.msfc.nasa.gov/>. Acesso em 09/12/2004
- [7] GUIMARÃES, Maurissone Ferreira; *Sobretensões Devidas a Descargas Atmosféricas Diretas em Redes de Distribuição com Neutro Multi-Aterrado*. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais.
- [8] RUSCK, Sune; *Induced Lightning Over-Voltages on Power Transmission Lines with Special Reference to the Over Voltage Protection of Low Voltage Networks*. Göteborg, 1957. Tese (Doutorado).

- [9] FONSECA, Almir Félix Lorenzato da; *Cálculo do Campo Eletromagnético e Análise da Tensão Induzida em Linhas Aéreas Devido a Descargas Atmosférica*. 1990. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais.
- [10] ABNT. *Técnicas de Ensaio Elétricos de Alta Tensão*, NBR 6936. Rio de Janeiro, 1992.
- [11] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. *IEEE Guide for Improving Lightning Performance of Transmission Lines*, IEEE Std 1243. New York, 1997.
- [12] CAMPOS, Manuel L. B. et al; *Pára-raios de Distribuição - Relatório de Divulgação PROQUIP*; ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1997.
- [13] PAULINO, José O. S. et al; Projeto CELESC 0395-018-2003, Relatório IV, Programa Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico - ANEEL. Florianópolis, 2004
- [14] CAMPOS, Vicente F.; *Controle da Qualidade Total*; Fundação Cristiano Ottoni, UFMG: Belo Horizonte, 1992.
- [15] GOVERNO DO ESTADO DE SANTA CATARINA; Site Oficial, <http://www.sc.gov.br/conteudo/santacatarina/geografia/paginas/index.htm>.
- [16] MIRANDA, E. E. de; *Brasil em Relevo*. EMBRAPA Monitoramento por Satélite. Campinas, 2005. <http://www.relevobr.cnpm.embrapa.br>. Acesso em 08/06/2005.
- [17] CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA; Site Oficial, <http://www.celesc.com.br/quemsomos/divisao.php>
- [18] DIAS, Evaldo B.; *Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição*; São Paulo, 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [19] ABRADÉE; *Metodologia para Avaliação do Custo de Interrupção*; Rio de Janeiro.

- [20] CAMARGO, C. CELSO DE BRASIL; *Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica*; Florianópolis, 1996 Tese de Doutorado - Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.
- [21] PIANTINI, Alexandre; *Contribuição ao Estudo das Tensões induzidas em Linhas de Distribuição por Descargas Atmosféricas Indiretas*. São Paulo, 1990. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [22] KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, José M.; *Aterramento Elétrico*. Porto Alegre, RS: Sagra, 1991.
- [23] VISACRO FILHO, Silvério; *Aterramentos Elétricos*. 2.^a edição; Belo Horizonte, MG, 1998.
- [24] BASTOS, João P. A.; *Eletromagnetismo e Cálculo de Campos*. 2.^a edição, Florianópolis, SC:UFSC, 1992.
- [25] SADIKU; Matthew N. O.; *Elements of Electromagnetics*. 3.^a edition, New York: Oxford, 2001.
- [26] COSTA NETO, Pedro L. de O.; *Estatística*. 12.^a edição, São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda., 1992.
- [27] EMBRAPA; *Mapa de Solos do Estado de Santa Catarina (1:250.000)* http://mapserver.cnps.embrapa.br/website/pub/Santa_Catarina/viewer.htm. Acesso em 28/02/2005.